

Das Spannungsfeld zwischen Netzdynamik, dezentraler Erzeugung von Elektroenergie und deren Speicherung

Michael Fette

Dresden, Februar 2014



Michael Fette

- Energieanlageelektroniker
- Diplom-Ingenieur allgemeine Elektrotechnik
- Promotion Automatisierungstechnik
- Habilitation Systemdynamik
- Gründung System & Dynamik Beratungsunternehmen
- Gesellschafter Samco Networks GmbH & Co. KG
- Professur Regenerative Energiesysteme und Automatisierung
- Geschäftsführer IT-Unternehmen
- 2013: Gründung der Fette Dynamics GmbH
- 2014: Gründung Unternehmensnetzwerk Competence in Energy
- Mitglied FNN LK MS/NS-Netze
- Mitglied FNN PG Erzeugungsanlagen am MS-Netz
- Mitglied „Virtuelles Netzinstitut“ des Landes NRW – Arbeitsbereiche Netzstabilität, Netzplanung



Das Spannungsfeld zwischen Netzdynamik, dezentraler Erzeugung von Elektroenergie und deren Speicherung

- Netzdynamiken , eine Einführung – etwas Physik zu Beginn!
 - Wechselwirkungen von einzelnen Anlagen und Netzen an Beispielen
 - Einfluss der dezentralen Erzeugungsanlagen
 - Rolle der Energiespeicher im Netz
 - Aktuell Aktivitäten des FNN im Kontext
-
- Wie passt das zu den neuen europäischen Grid Codes?
 - Welche Herausforderungen kommen auf Netze und Netzbetreiber zu?

Früher war die Welt in Ordnung

- Die europäischen Stromnetze wurden unter der Annahme einer Auslastung von maximal 30 % bis 40 % konzipiert
- In diesem Bereich verhält sich Eisen linear, d. h. die magnetische Flussdichte ist der magnetischen Feldstärke direkt proportional
- Die heutigen Regeln für die Schutztechnik sind für diesen Bereich konzipiert und funktionieren dort auch problemlos
- Für den Betrieb und die Steuerung der Netze ist einzig die stationäre Situation im Netz relevant und allein die „statischen“ Fragen nach Lokation und Kapazität müssen beantwortet werden

Vision: Intelligente Netze - Smart Grids - EU

- Neben dem Tagesgeschäft werden zunehmend gestalterische Aufgaben von den Versorgungsunternehmen verlangt, die anders als bisher sehr von extern bestimmt werden.
- Neue Grid Codes und angepasste nationale Regelwerke stellen Versorgungsunternehmen vor neue Herausforderungen



Offshore Wakes

- Anlagen beeinflussen sich gegenseitig und „stören“ das Netz.

Alle Anlagentypen (auch PV, BHKW, Mirkoturbinen, ...) beeinflussen sich gegenseitig.

- Offensichtlich sind die Beeinflussung „komplexer“ Natur



Kurz zur Geschichte der HRV - Herzfrequenzvariabilität

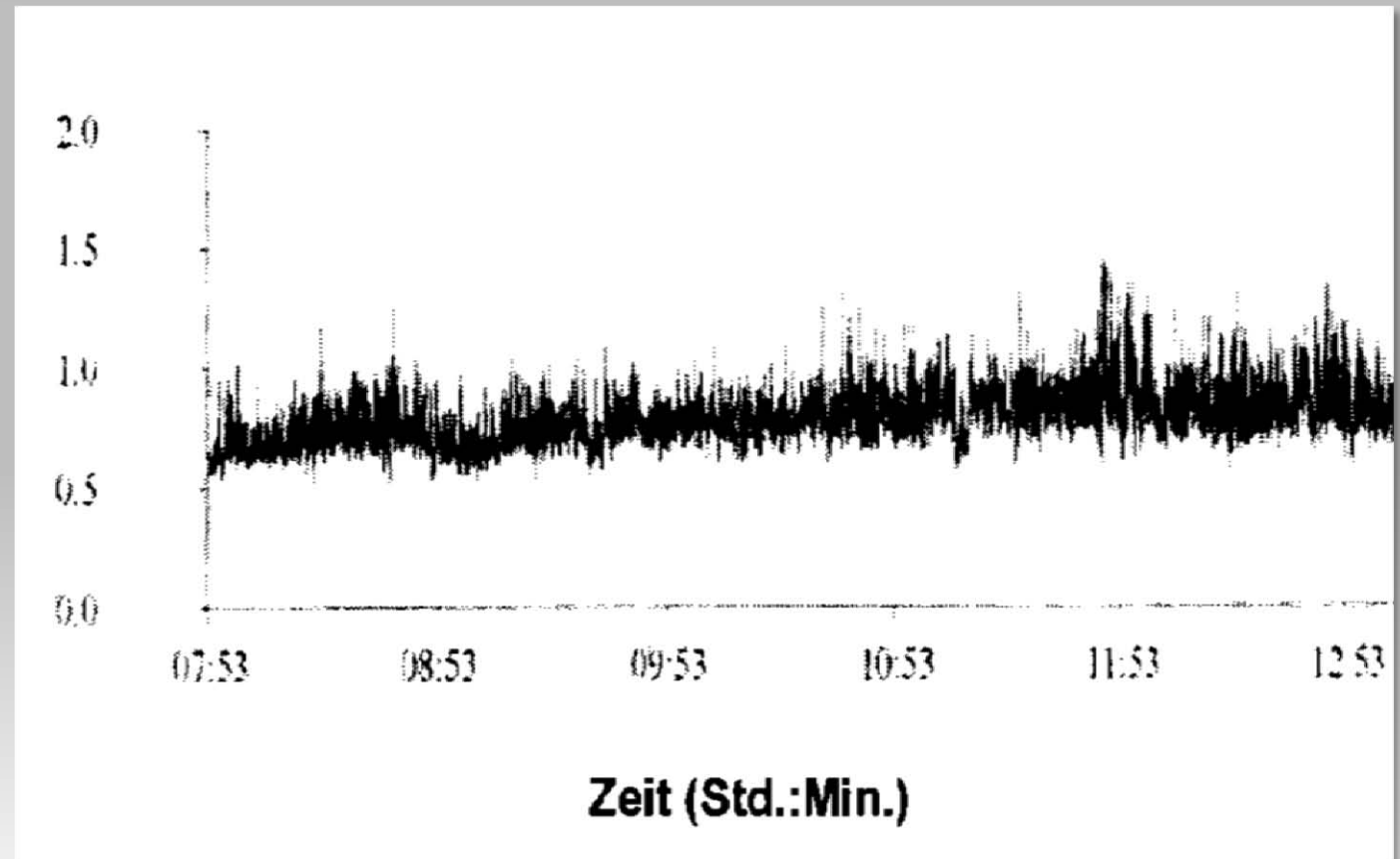
- 3. Jahrhundert n. Chr.: Chinesischer Arzt Wang Shu analysiert verschiedene Pulstypen bezüglich der klinischen Bedeutung

*Wenn der Herzschlag so **regelmäßig** wie das Klopfen des Spechts oder das Tröpfeln des Regens auf dem Dach wird, wird der Patient innerhalb von vier Tagen sterben.*

- 1891: Müller zeigt bei Herzkranken geringeren Anstieg der HF auf Atropin
- 1927: Winterberg und Wenkelbach beschrieben die respiratorische Sinusarrhythmie
- 1965: Hon und Lee beschreiben Veränderungen der RR-Intervalle beim „fetal distress“
- 1972: Hinkel et al. zeigen erhöhtes Herztodrisiko bei reduzierter respir. Sinusarrhythmie
- 1978: Wolf et. al. beschreiben Zusammenhang zwischen HRV und Infarktmortalität

Definition und Bestimmung der HRV

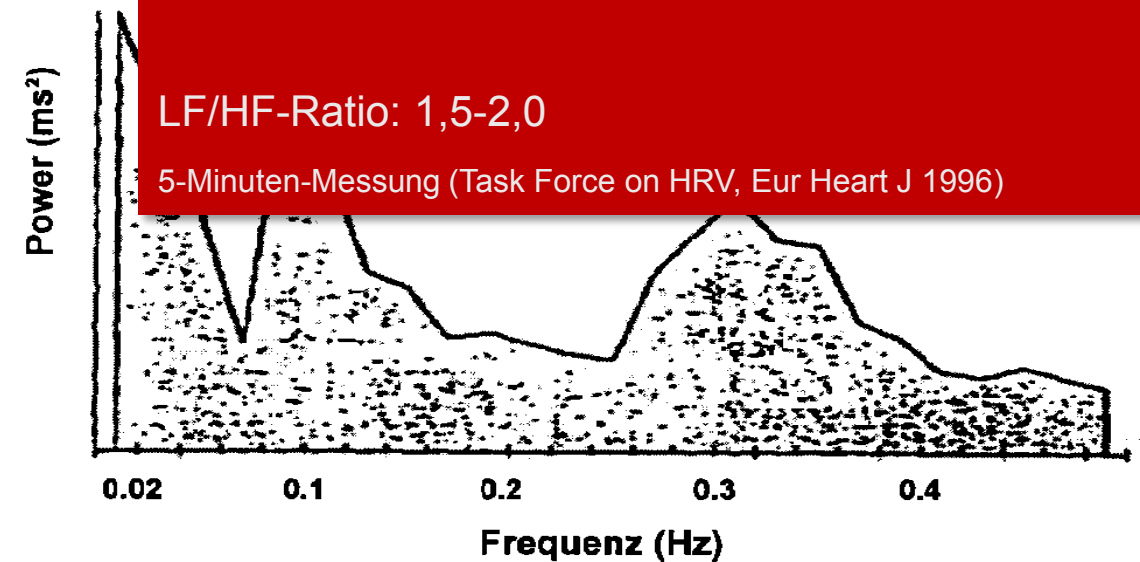
- Die von Schlag zu Schlag auftretenden Schwankungen der Herzfrequenz werden als Herzfrequenzvariabilität bezeichnet.
- Tachogramm: Auftragen der RR-Abstände gegen die Zeit



Zeit (Std.:Min.)

HRV in der Frequenzdarstellung

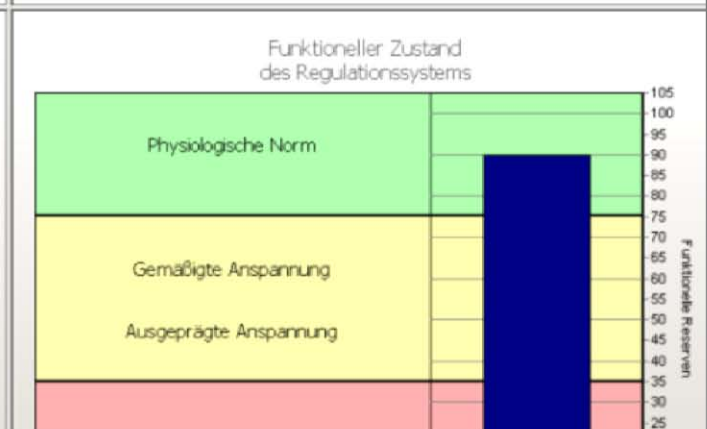
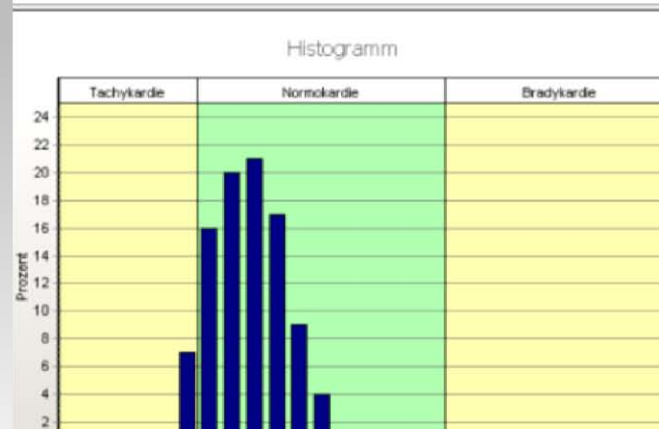
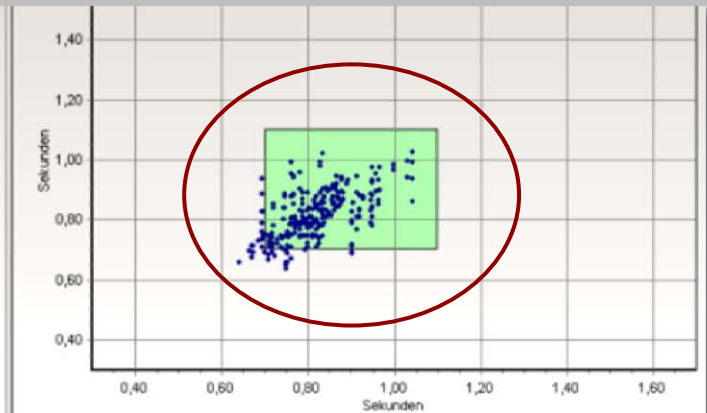
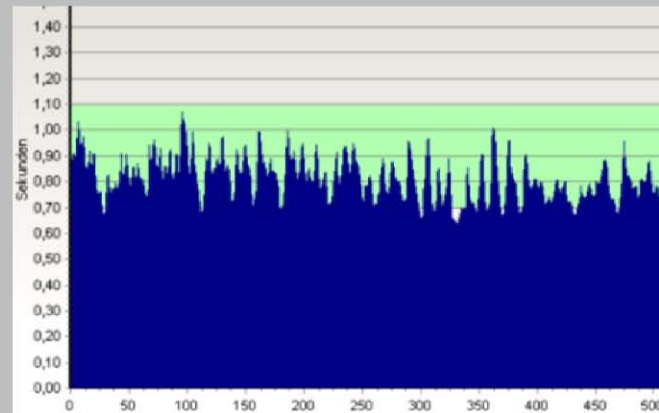
- Zur Spektralanalyse des RR-Intervalltachogramms wird die schnelle Fourier-Transformation benutzt.
- Komplizierte Funktionen werden durch Kombinationen einfacher Sinus- und Cosinuskurven ausgedrückt.



Analyse der Herzfrequenz 1/3

- HRV: Beispiel guter Regulation
- Natürliche Bandbreite der Variationen

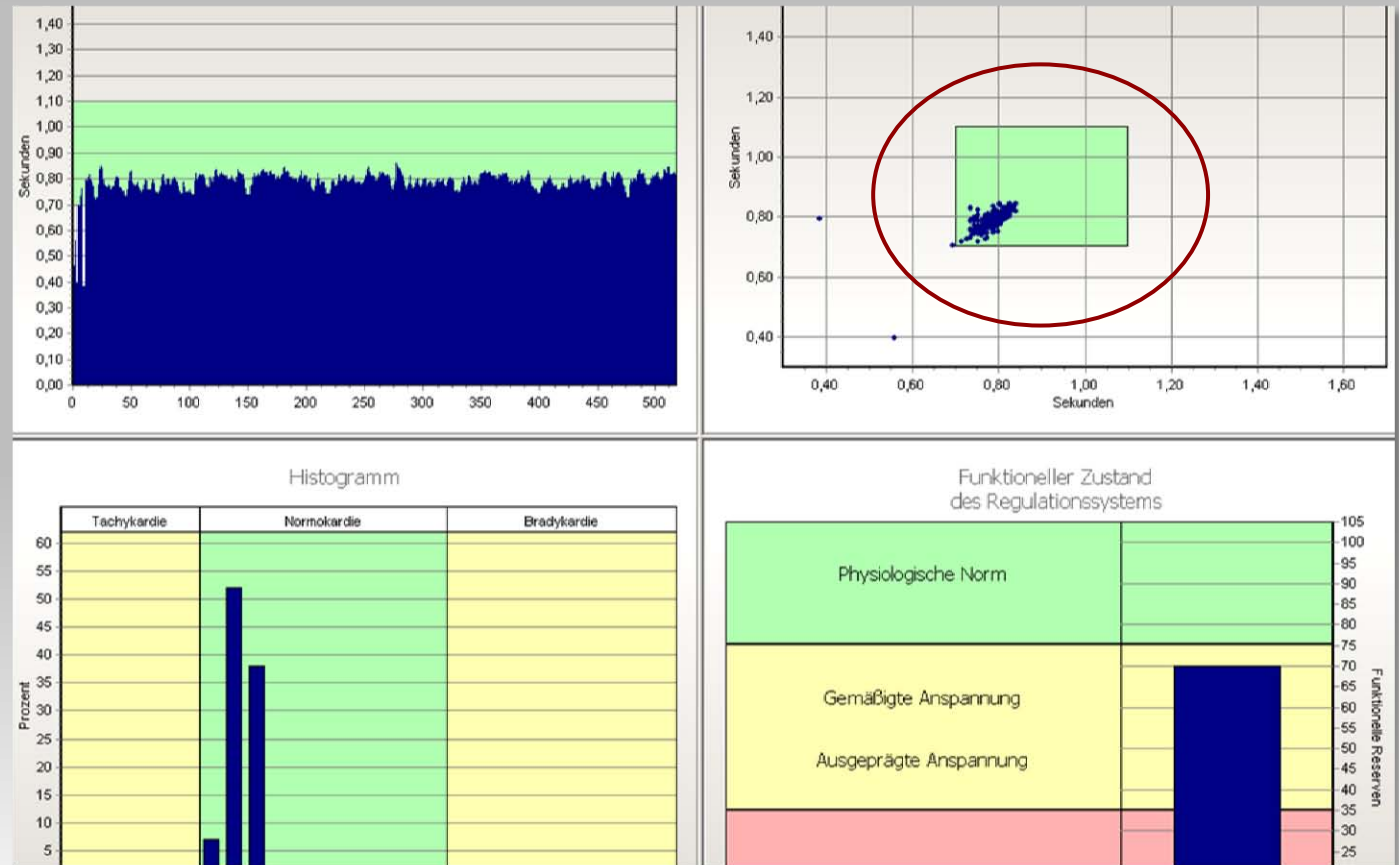
Das Herz muss hinreichend unruhig schlagen um gesund zu sein.



Analyse der Herzfrequenz

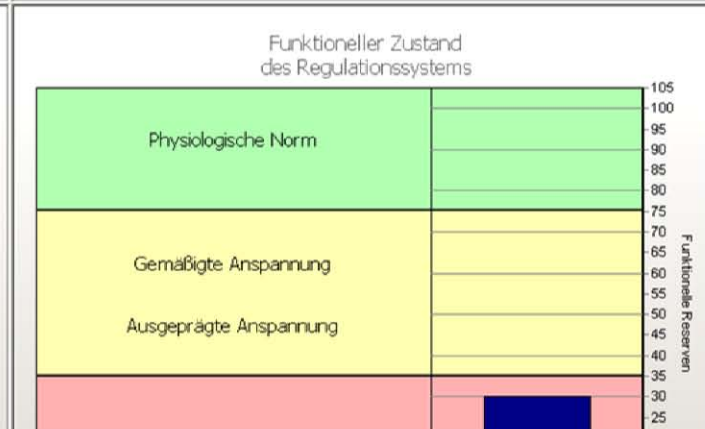
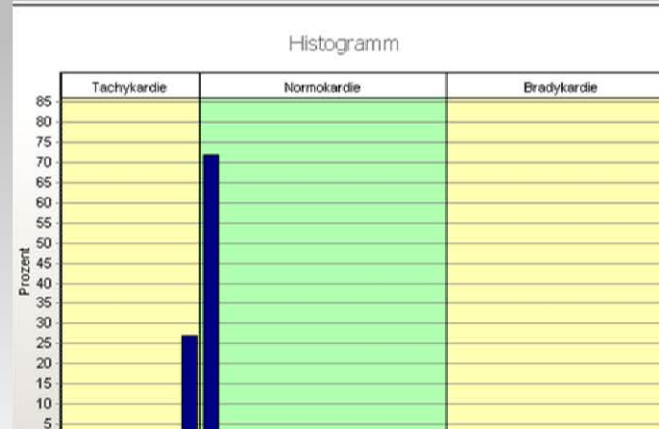
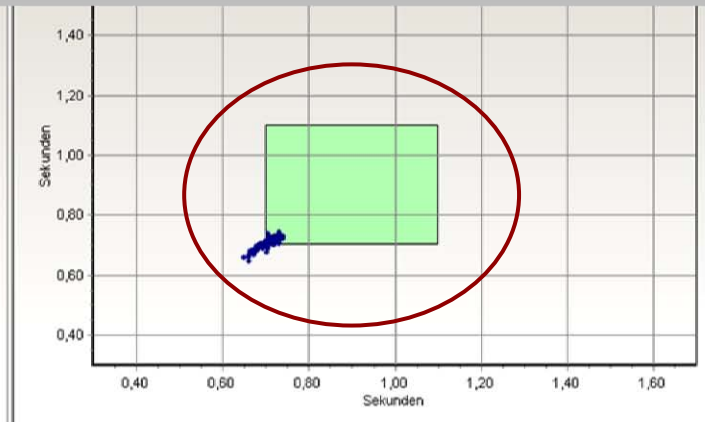
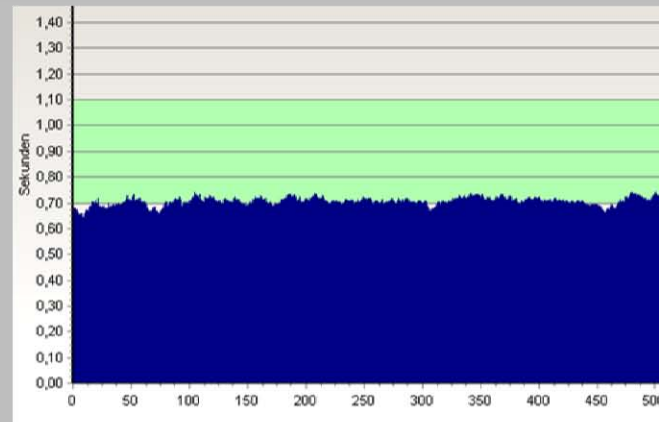
2/3

- HRV: Beispiel eingeschränkter Regulation



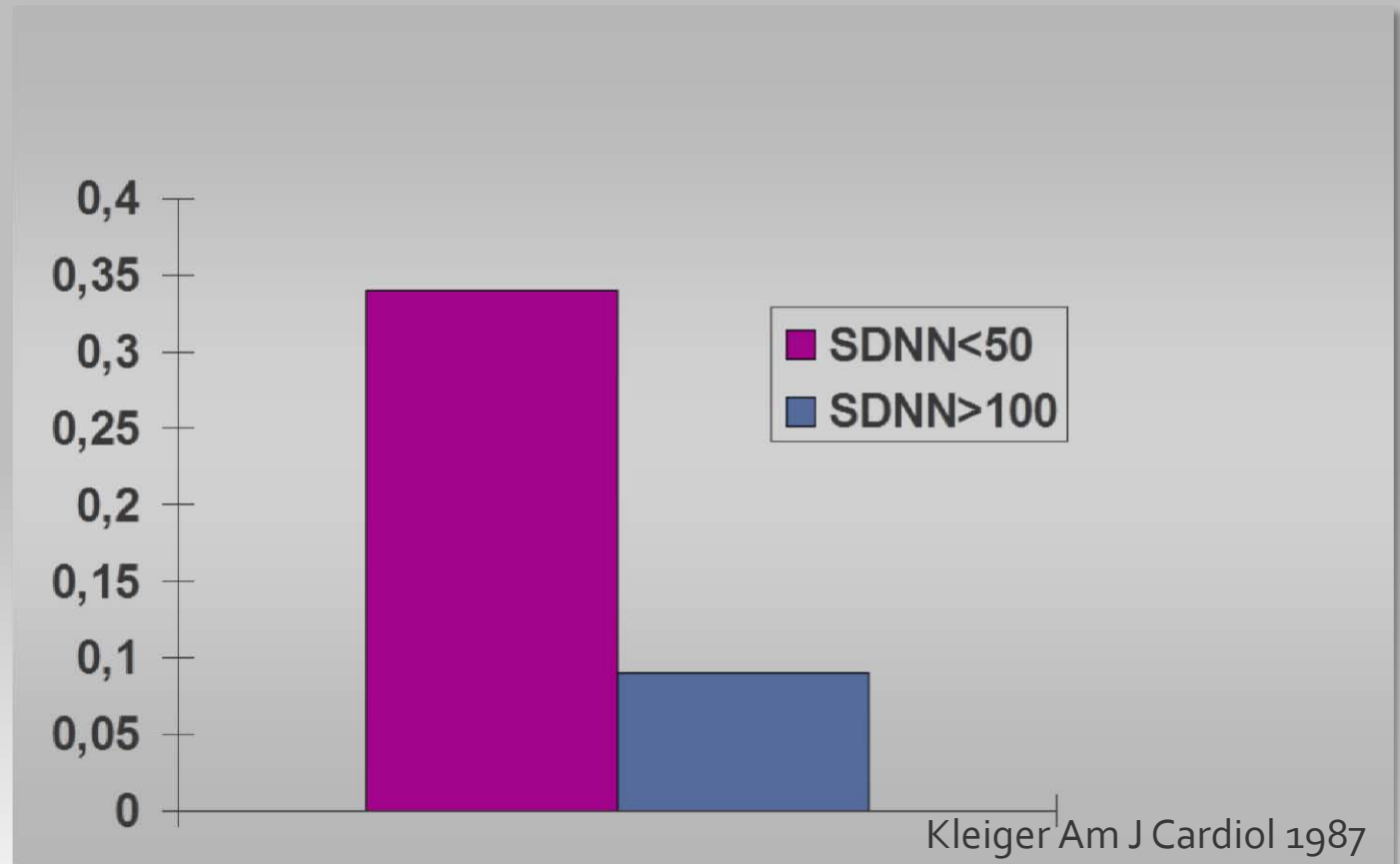
Analyse der Herzfrequenz 3/3

- HRV: Beispiel schlechter Regulation



Herzfrequenzvariabilität und Mortalität

- Multicenter Postinfarction Research Group
- 808 Patienten nach akutem Myokardinfarkt
- LZ-EKG-Ableitungen
- Nachbeobachtung bis zu 4 Jahren



Netzdynamiken? - Warum ist das so wichtig?

- Ein Elektroenergiesystem muss Kriterien der statischen und dynamischen Netzstabilität erfüllen.
 - Bisher wurden Systeme „großzügig“ ausgelegt, nichtlineare Effekte spielten fast keine Rolle.
 - In der Vergangenheit war es deshalb ausreichend, für ein Netz, eine sehr vereinfachte Betrachtung von einigen wenigen Parametern vorzunehmen – und nur die Parameter der 50-Hz-Komponente zu betrachten und zu bewerten.
 - Nach dem reichhaltigen Erfahrungsschatz brauchte man dafür in vielen Fällen keine Rechnung, sondern konnte auch so in der Praxis vernünftige Netzauslegungen finden.
 - Ein schwierigeres Thema waren da schon Auslegungen der Schutzeinstellungen.
 - Alle Netzkomponenten wurden statisch betrachtet – der neue Arbeitspunkt nach einer Schalthandlung oder einer Stufung eines Transformators wurde erreicht.
 - **Bisher war es ausreichend den Anschluss einer Komponente an das Netz zu beurteilen!**
Weitere Systembetrachtungen waren nicht notwendig – der Lastfluss hat die Systemparameter aus den oberlagerten Netzebenen „mitgebracht“.

Wir müssen verstehen, wo und wie, an welcher Stelle mit welchem Aufwand welche Lösung geeignet ist, im Rahmen einer Anreizregulierung, aus der Sicht von Kundenwünschen an Qualität, Zuverlässigkeit und Service ein Netz so umzubauen, das es finanzierbar, technisch betreibbar den Anforderungen genügt, dem Bürgerinteressen entgegenkommt, die Grid Codes realisiert, ...

dem Eigentümer „Freude“ macht
und von Mitarbeitern verstanden und gemanagt werden kann.

Wie „tickt“ unser Netz?

Der Umbau der Infrastrukturen erfordert viel Fingerspitzengefühl – eine einfache „Verlagerung von „Energieblöcken“ in andere Spannungsebenen beschreibt das nicht!

12.02.2014

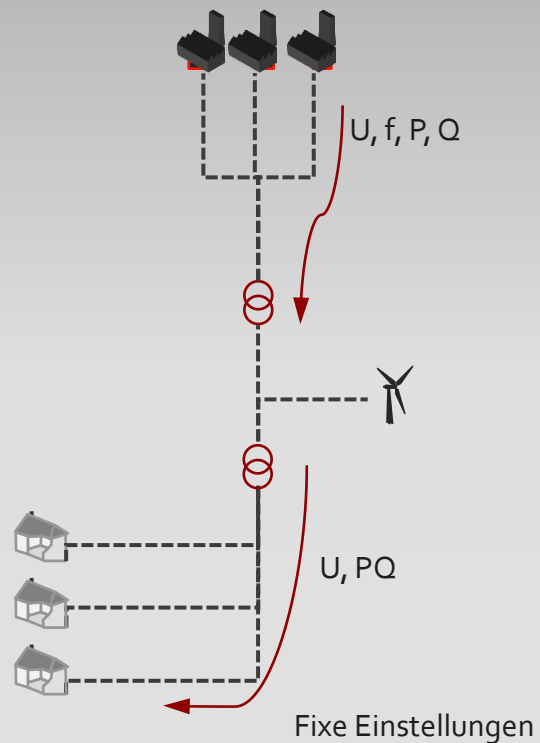
Michael Fette
VDE Dresden Jahresmitgliederversammlung

16

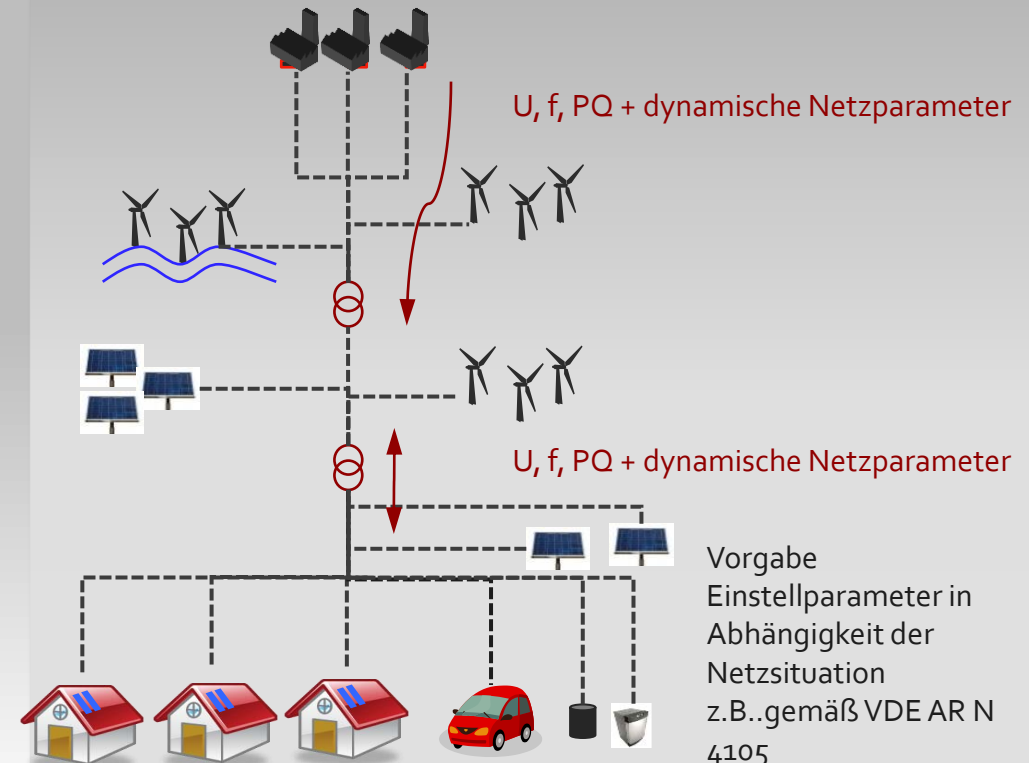


Umbau der Netzinfrastrukturen

„alte“ Welt



„neue“ Welt



Umbau der Netzinfrastrukturen

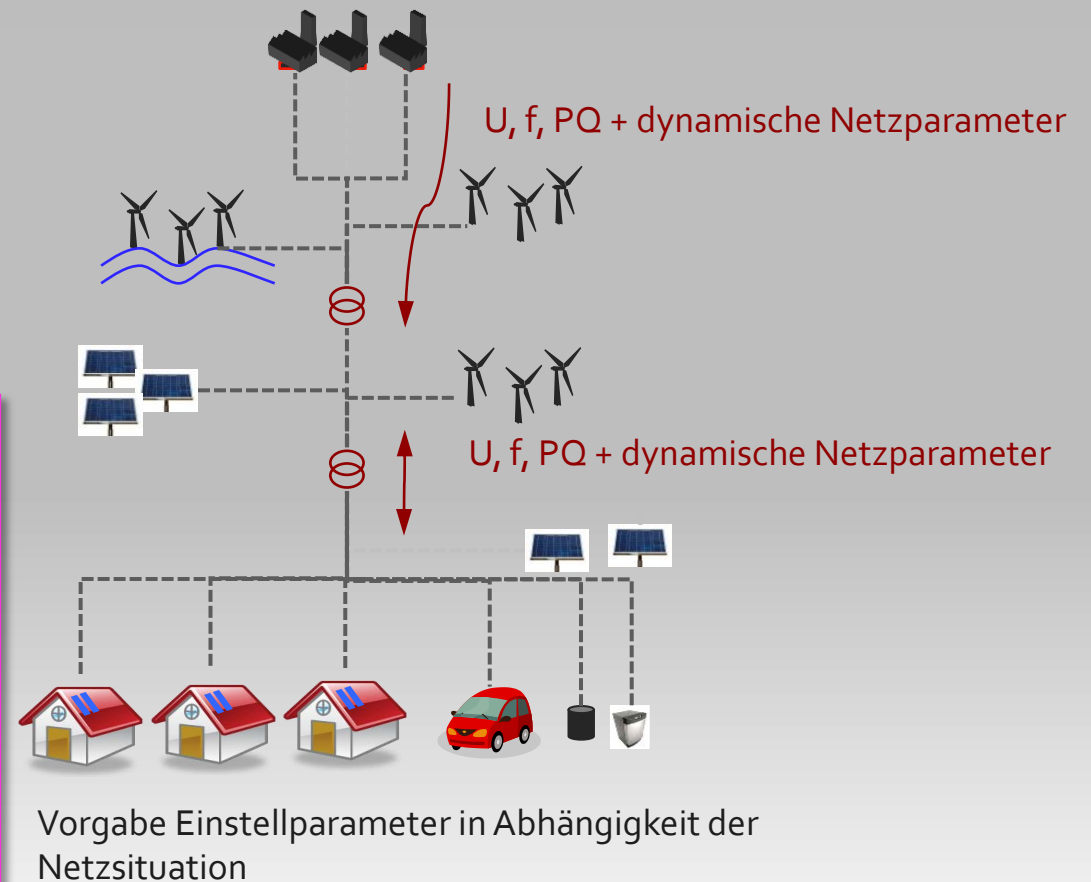
- Was passiert bei Lastflussumkehr?
- Was macht ein Netz ohne Lastfluss?
- Wie kann bei Rückspeisung im Netz

Netz hängt frei „im Raum“

Wer erzeugt jetzt die Netz- und Serviceparameter?

Frequenz, Spannung, Blindleistung,
Kurzschlussleistung, Dämpfung

Wer koordiniert die Regelungen
2-Größen-Reglung (f , $P_{\text{Ü}}$)



Netzdynamiken? Warum ist das so wichtig?

- Ein Elektroenergiesystem muss Kriterien der statischen und dynamischen Netzstabilität erfüllen.
 - Durch den Regulierungsprozess werden Netze „effizienter“ oder anders ausgedrückt auch höher belastet – wofür einzelne Komponenten nicht ausgelegt waren.
 - Mit der Integration dezentraler Einspeiser verändert sich das Systemverhalten fundamental, da vollkommen neue Geräte mit in der Vergangenheit nicht bekannten Eigenschaften ins Netz integriert werden.
 - Zwischen den Systemkomponenten gibt es Ausgleichsvorgänge
 - Bisher wurde durch ein starkes Netz der Betrieb der Lasten und Einspeiser „geführt“.
 - Jetzt bilden die Komponenten das Netz
 - Bei Umkehr des Lastflusses geht die Führung verloren. Die Systemparameter wie Frequenz sind zwar weiterhin vorhanden, können aber keine Führung generieren, da die „Stell- oder Regelenergie“ auf Grund der veränderten Lastflussrichtung fehlt.
- **Das Netz hat sehr viele Frequenzen – nicht nur 50 Hz. Und *alle* müssen stabil sein!**

Netzbetrieb – VDE AR N 4105 – 4115 - ...

- In folgenden Fällen ist der Netzbetreiber berechtigt, eine Abschaltung der EZA nach AR N 4105 vorzunehmen (Auszug)
 - Gefahr von Überlastungen im Netz des Netzbetreibers
 - Gefahr der Inselnetzbildung
 - Gefährdung der **statischen und dynamischen Netzstabilität**

Was ist dynamische Stabilität?


Dynamische Stabilität - NS-Netz Süddeutschland


Analyse und Vergleich von Netzdynamiken

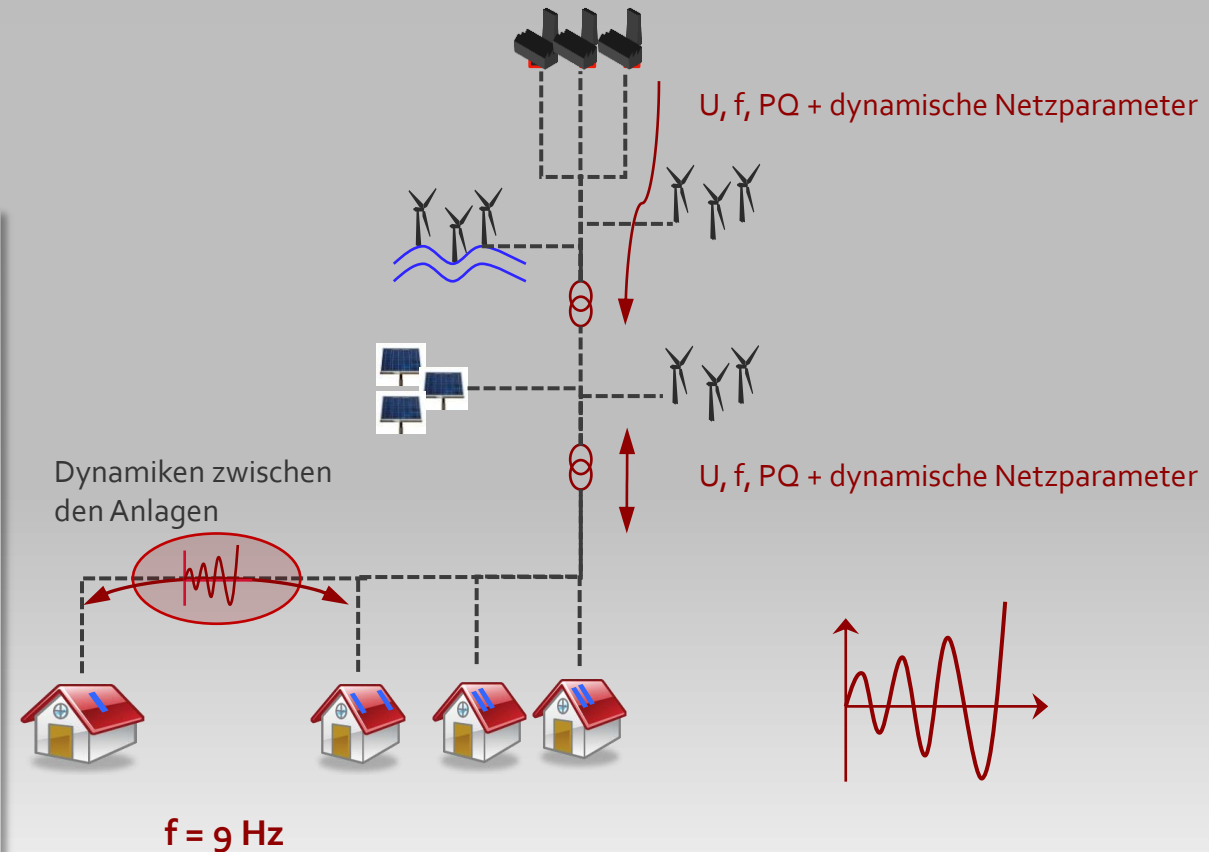
Netzsituation in einem NS-Netz mit Photovoltaik-Anlagen

NS-Netz mit PV-Anlagen

- Bei Leistungsrückspeisung in das vorgelagerte MS-Netz beginnen die PV-Anlagen untereinander zu schwingen.
 - Die jeweiligen Wechselrichter erreichen Grenzwerte und trennen sich vom Netz
 - Nach vorgegebener Wiedereinschaltzeit findet eine Resynchronisation statt.
 - Der Prozess startet von vorn.
- Lastkunden sind ungestört - das Einspeiseverhalten ist gestört!

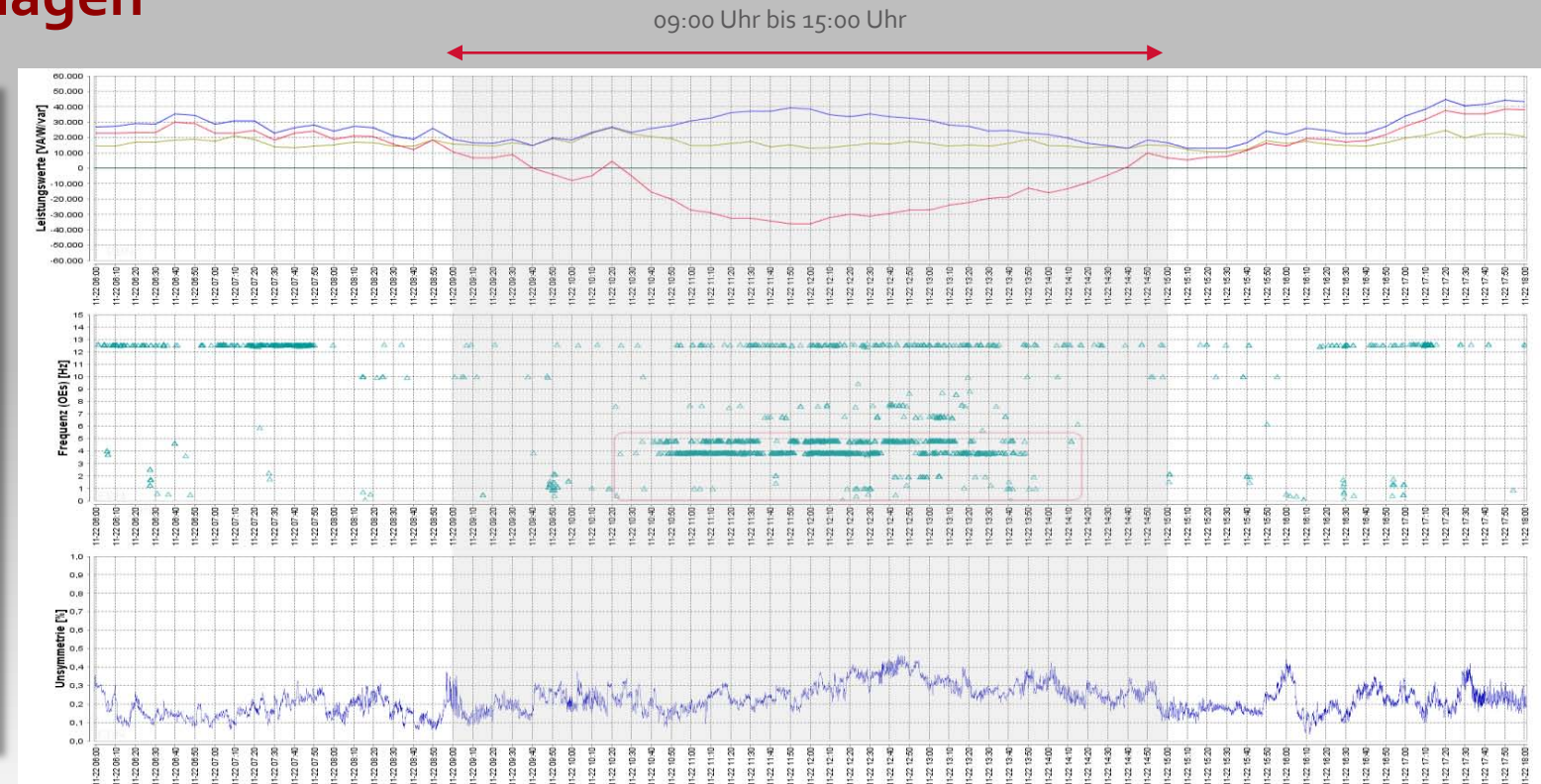
50 Hz 

9 Hz 



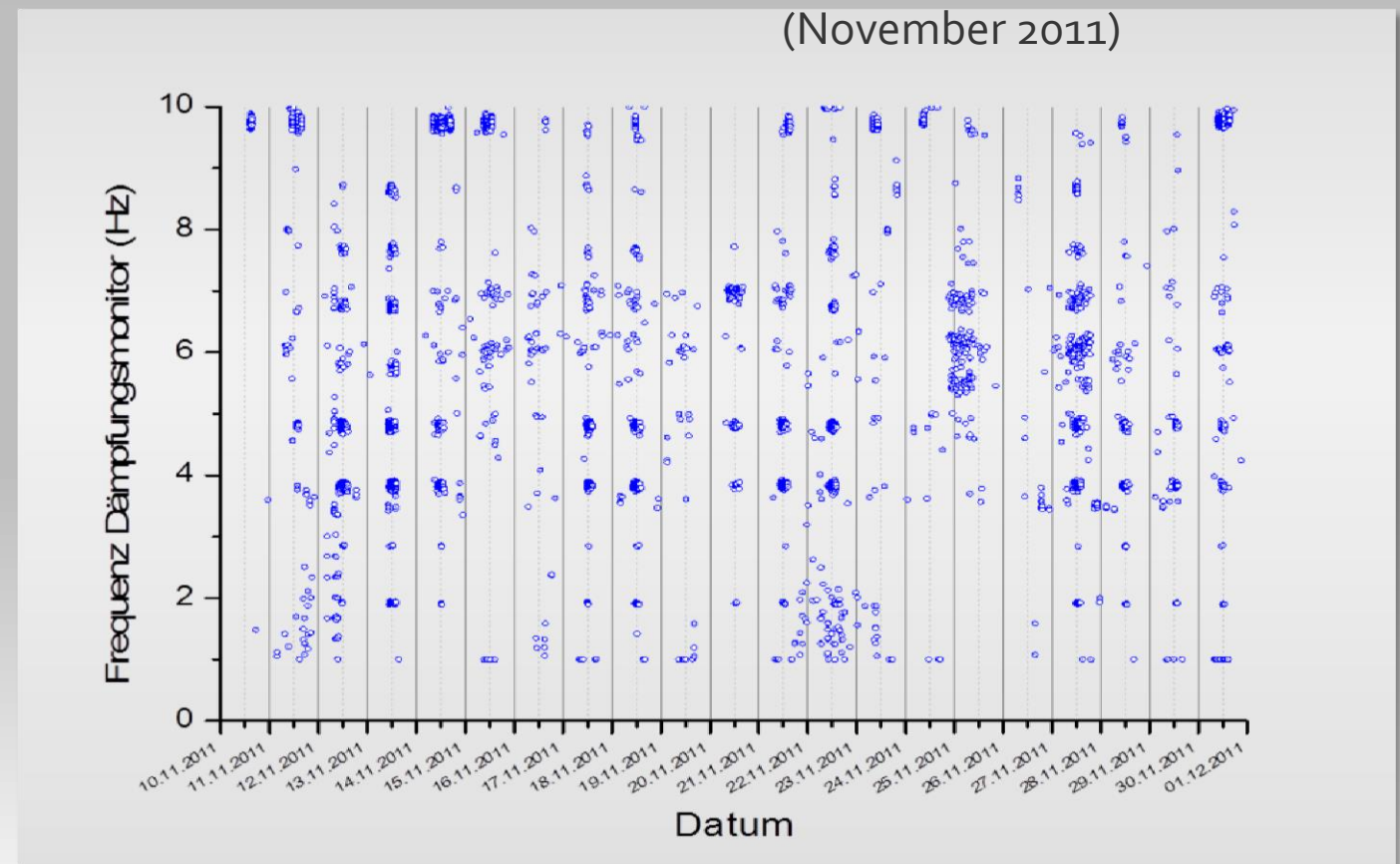
Netzsituation in einem NS-Netz mit Photovoltaik-Anlagen

- Zahlreiche Anregungen
im Bereich von
3,8Hz und 4,8Hz
- Rückspeisung (~35 kW)
zwischen 09:40 Uhr und
14:40 Uhr.
(Etwa 35 kW maximaler
Wirkleistungsbezug)



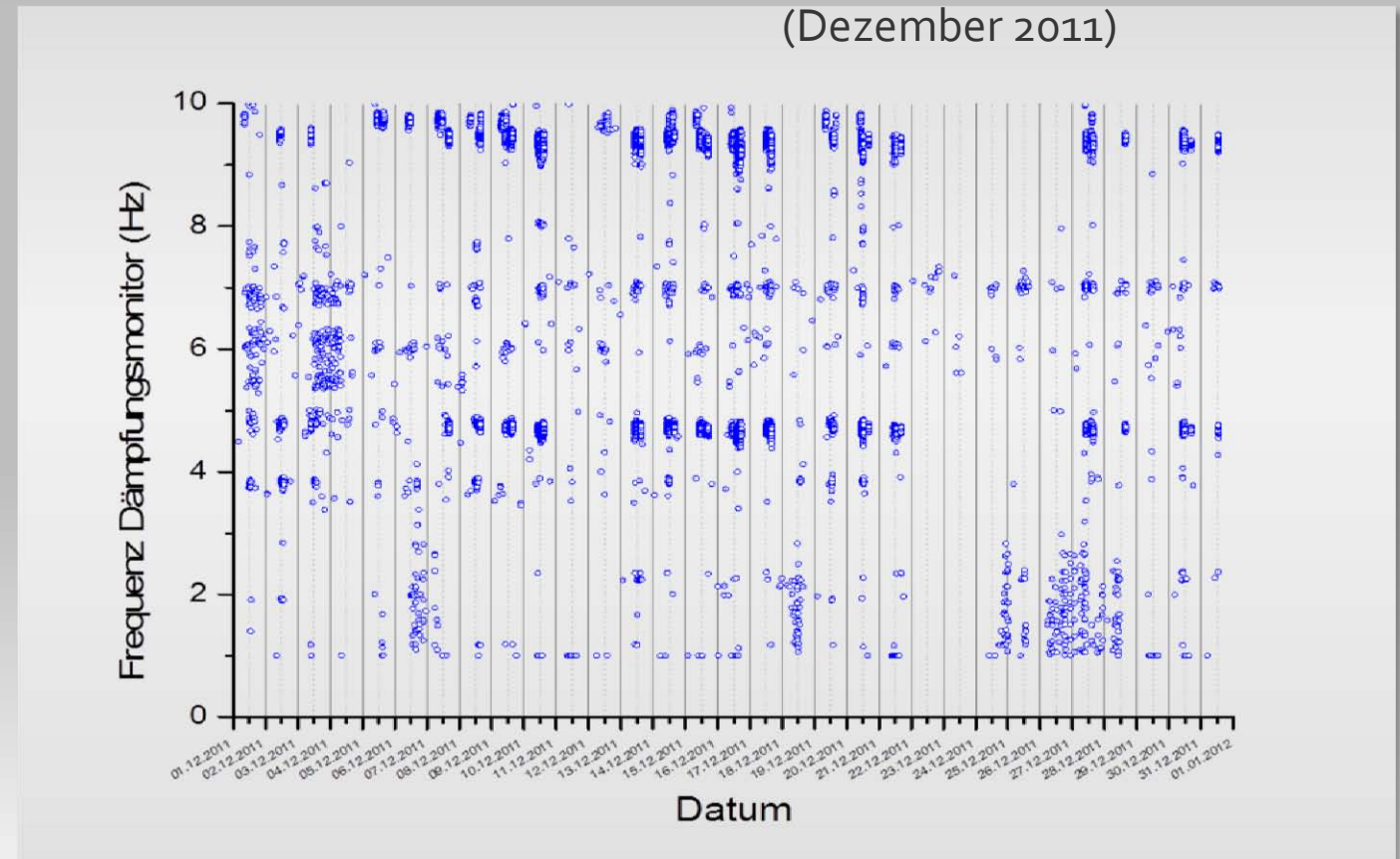
Netzsituation in einem NS- Netz mit Photovoltaik- Anlagen

- Schwingungsereignisse in der Spannung bei ca. 1-10Hz
- Einhalten von Tageszyklen, Auftreten während der Sonnenstunden
- PV-Anlagen als Störungsquelle – aber was passiert hier?



Netzsituation in einem NS- Netz mit Photovoltaik- Anlagen

- Qualitativ gleiches Verhalten wie im November
- 1-10 Hz Störungen mit Fokus auf die Mittagszeit

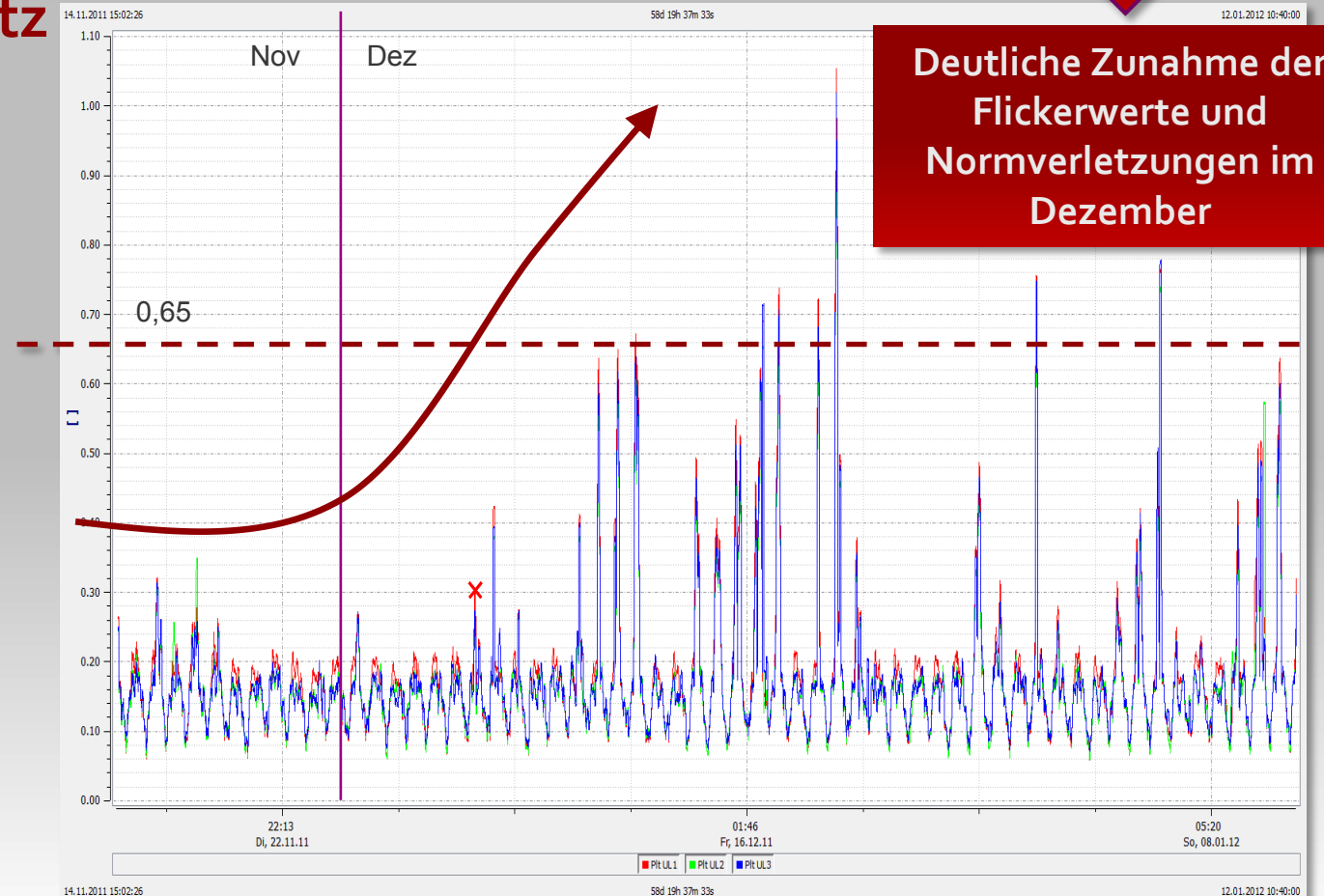


Netzsituation in einem NS-Netz mit Photovoltaik-Anlagen

- Der mit DA-Box beobachtete Frequenzbereich 1-10 Hz ist relevant für Flickerwerte
- Auswertung PQ-Box: Darstellung der Long Term Flickerwerte gegen die Zeit

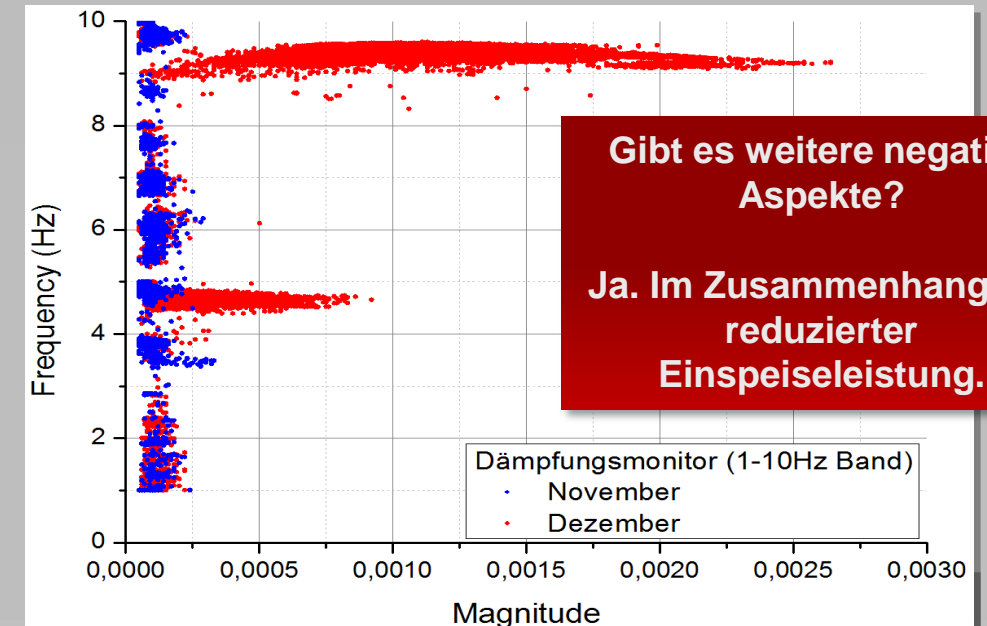
Für genaue Ursachenforschung wird die DA-Box benötigt:

Power Quality Messgeräte lösen unter 50 Hz keine Frequenzen mehr auf!



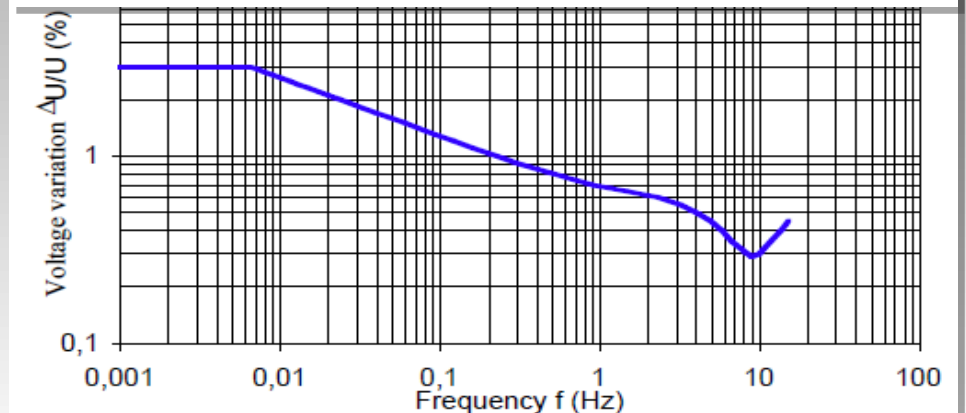
Netzsituation in einem NS-Netz mit Photovoltaik-Anlagen

- Bei welcher Frequenz liegt die größte Störung?
 - Antwort mit Dämpfungsmonitor der DA-Box 2000
 - Plot der Frequenz gegen Amplitude:
 - November: Kleine Amplituden ($<4E-4$)
 - Dezember: Große Amplituden ($>2E-3$) vor allem **~9Hz, ~4,5Hz**
- ↓
- 9 Hz ist sensibelster Bereich in der Flickernorm
 - Direkte Beeinflussung der Versorgungsqualität durch die Erzeugung von Flicker



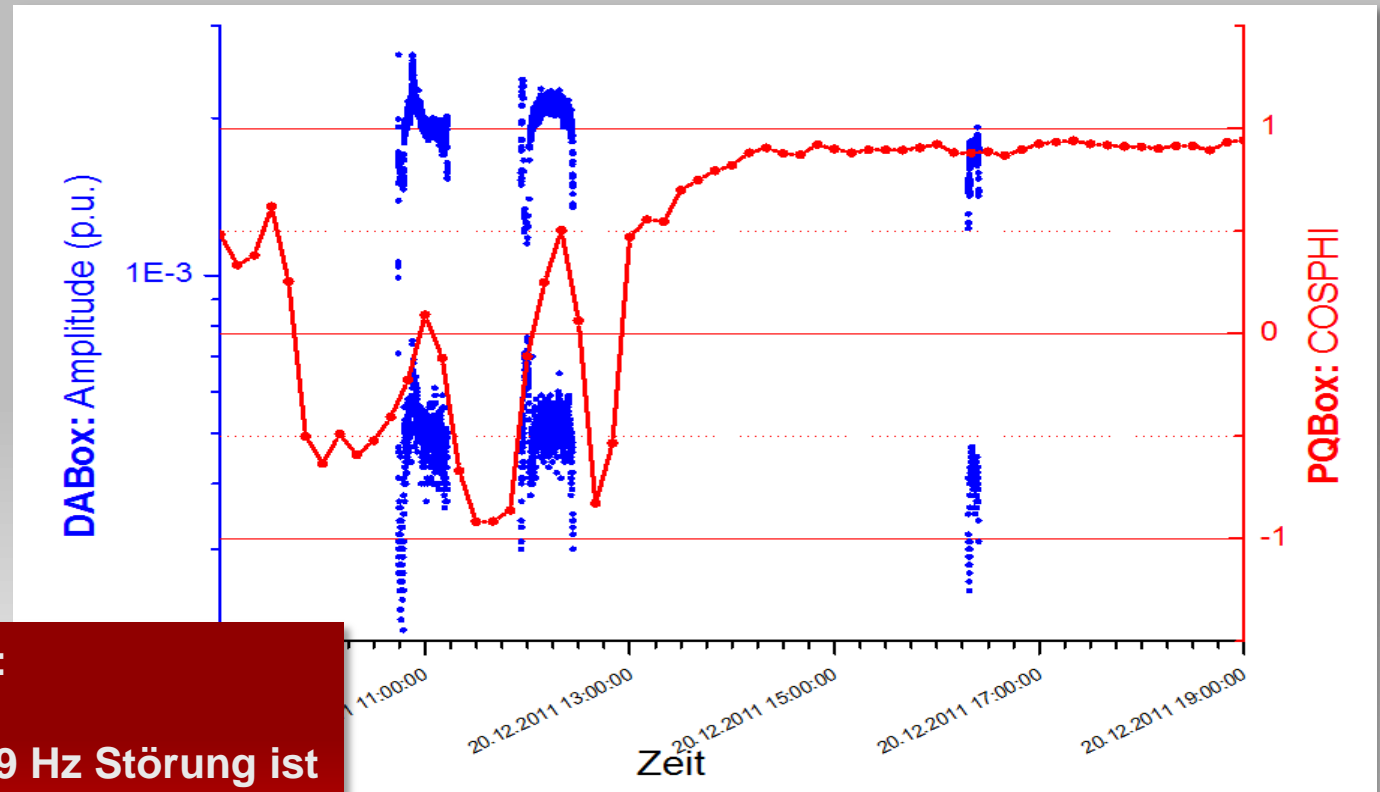
Gibt es weitere negative Aspekte?

Ja. Im Zusammenhang mit reduzierter Einspeiseleistung.



Netzsituation in einem NS-Netz mit Photovoltaik-Anlagen

- Typisches Verhalten ab 20.12.2011
- Sobald die störende Schwingung auftritt, wird die Einspeisung unterbrochen
 $\cos(\phi) \rightarrow 0$ oder positiv
- Sobald die Schwingung weg ist: Wiederaufnahme der Einspeisung

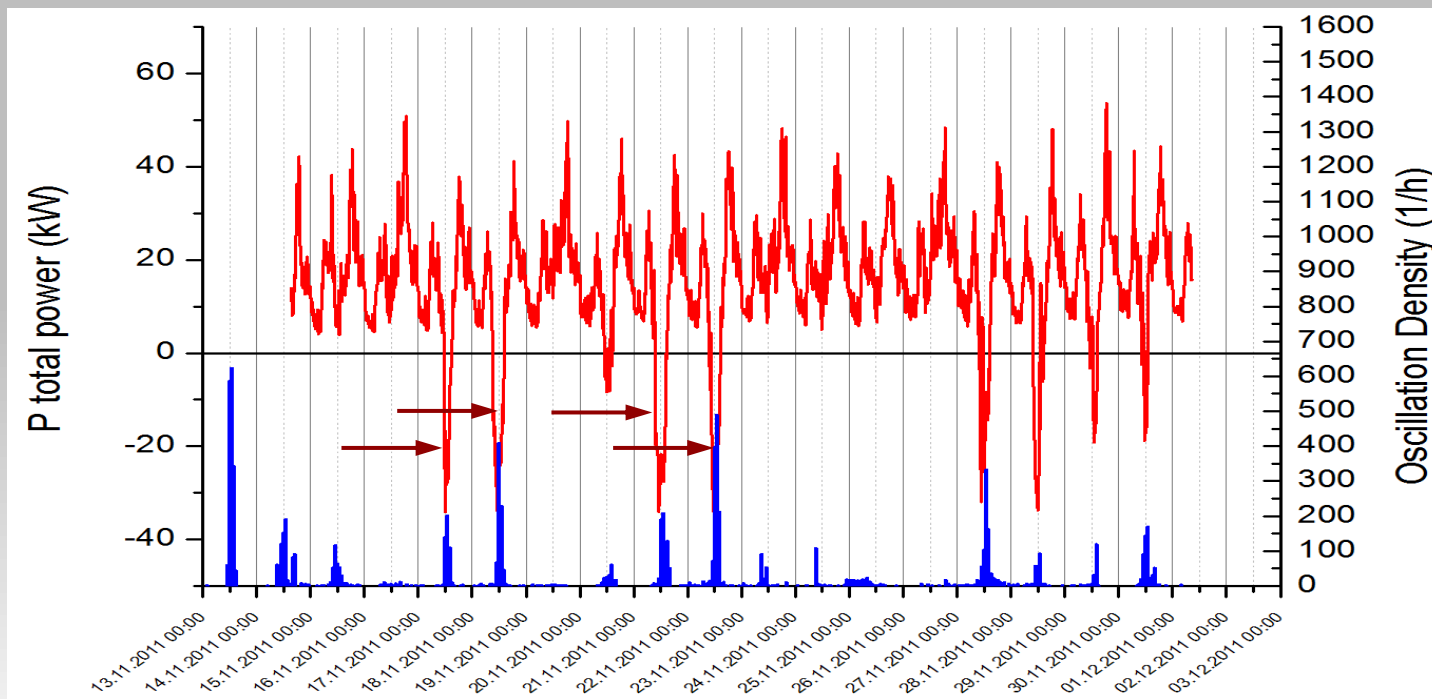


Daten liefern Hinweis:

Während des Auftretens der starken 9 Hz Störung ist die PV-Einspeisung beeinträchtigt oder gestört!

Netzsituation in einem NS-Netz mit Photovoltaik-Anlagen

- **Rot:** Wirkleistungsfluss (negativ → Netto-Rückspeisung ins 20-kV Netz)
- **Blau:** Zeitliche Dichte der Schwingungsereignisse (1-10 Hz)
- **Korrelation:** Maximale Rückspeisung und maximale Störungsdichte
- **Hinweis:** Es sind nur Photovoltaik-Einspeiser im Netz!



Netzbau Technische Herausforderung

Masterfrage

Momentan sind alle Anlagen **am** Netz.

Mit weiterer Integration dezentraler Anlagen verändert sich die Aufgabe.

Alle Anlagen müssten netzbildende Eigenschaften haben – denn sie bilden jetzt das Netz.

Wie kann ein solches System geführt werden, wer macht das, ... ???

Was sind dezentral zentrale Aufgaben?

Das Verteilnetz übernimmt „Systemaufgaben“.

Mittelspannungs-Netz mit Windeinspeisung und Biomasseanlagen

Analyse und Vergleich von Netzdynamiken

Je nach Einspeisesituation und „Rückwirkung“ mit dem umgebenden Netz sind unterschiedliche Anforderungen an die Netzföhrung zu stellen

12.02.2014

31

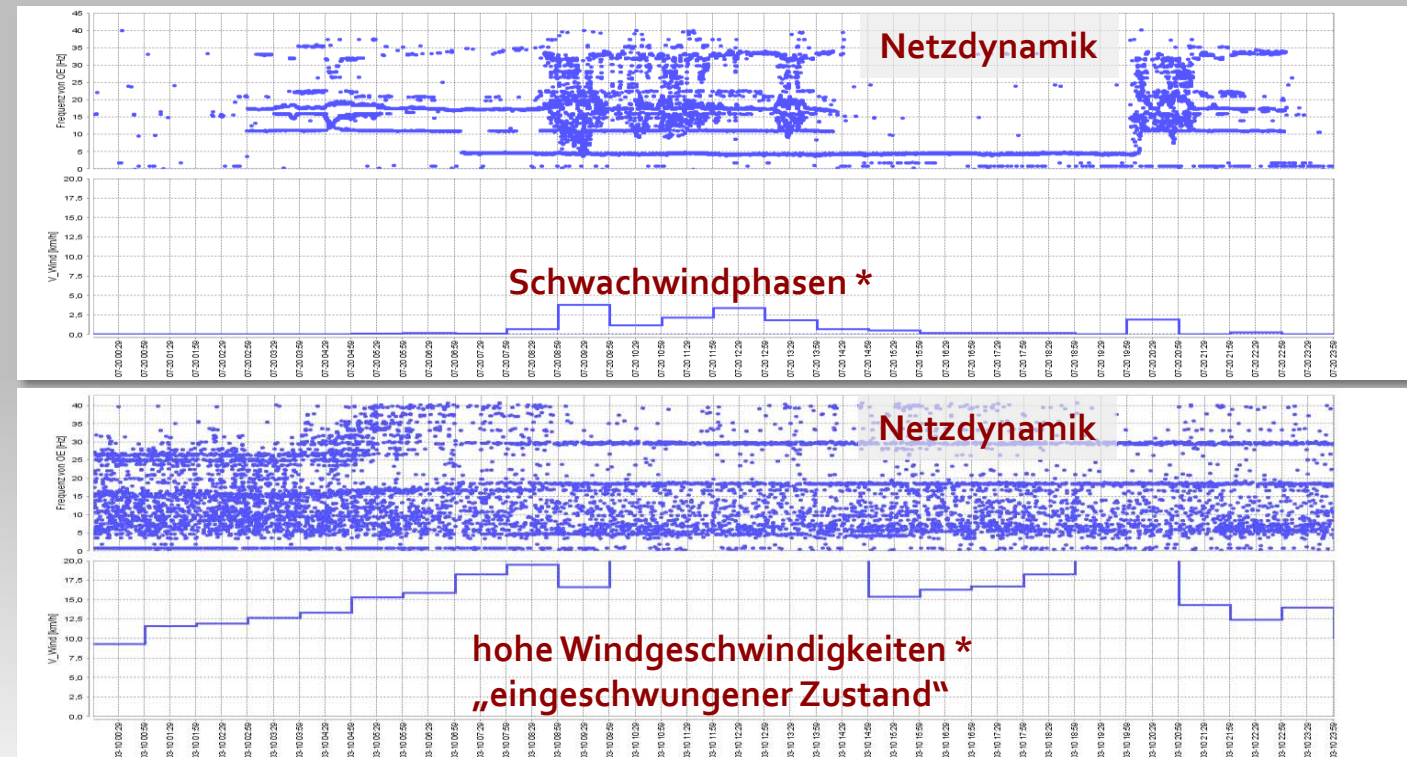
Michael Fette
VDE Dresden Jahresmitgliederversammlung



Messung Windeinspeisung im MS-Netz

- Netzdynamik – Ankopplung Windpark bei unterschiedlichen Windgeschwindigkeiten
- Muster systematisch immer wieder im Tagesverlauf erkennbar

*) Windmessstandort und WKA-Standort ca. 10 km entfernt



*Je nach Netzsituation verändern sich die Eigenschaften der Netzknoten.
Relevanzanalysen notwendig!*

12.02.2014

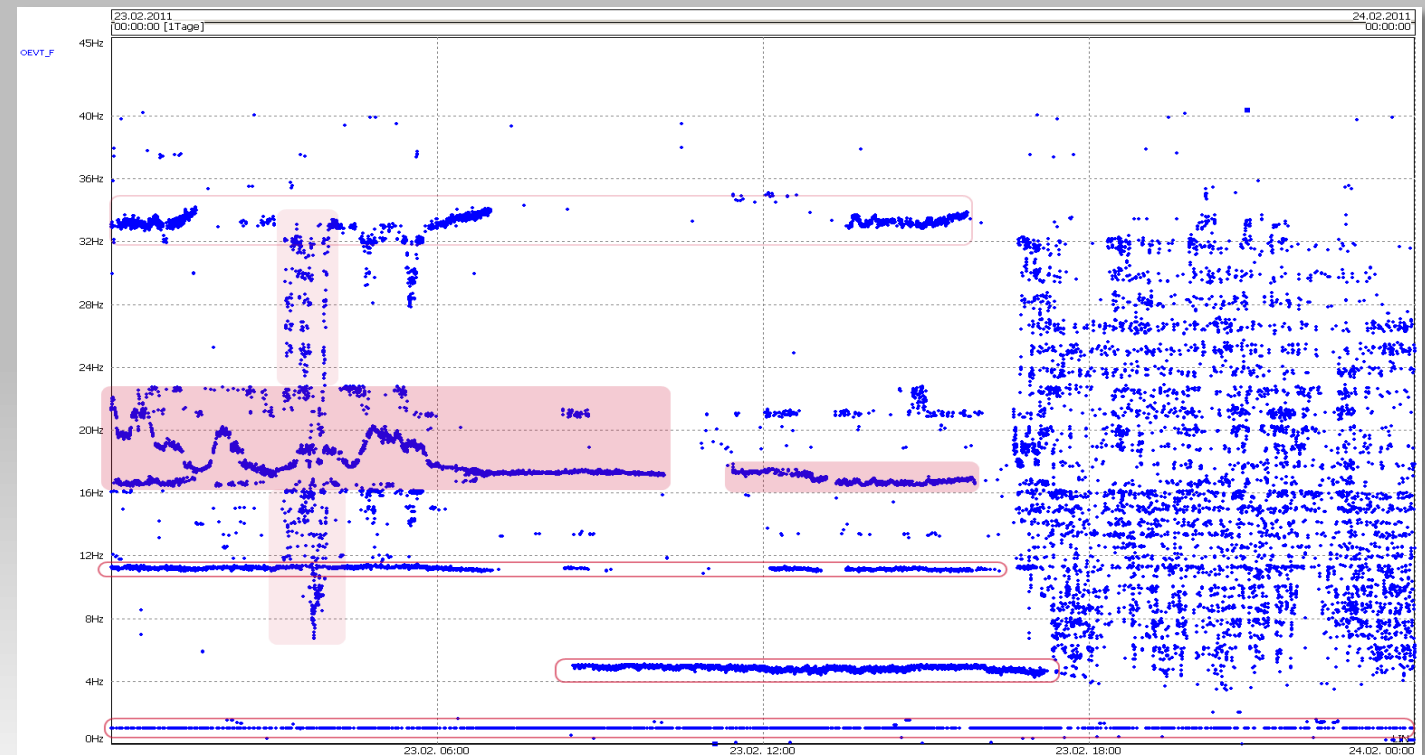
32

Michael Fette
VDE Dresden Jahresmitgliederversammlung



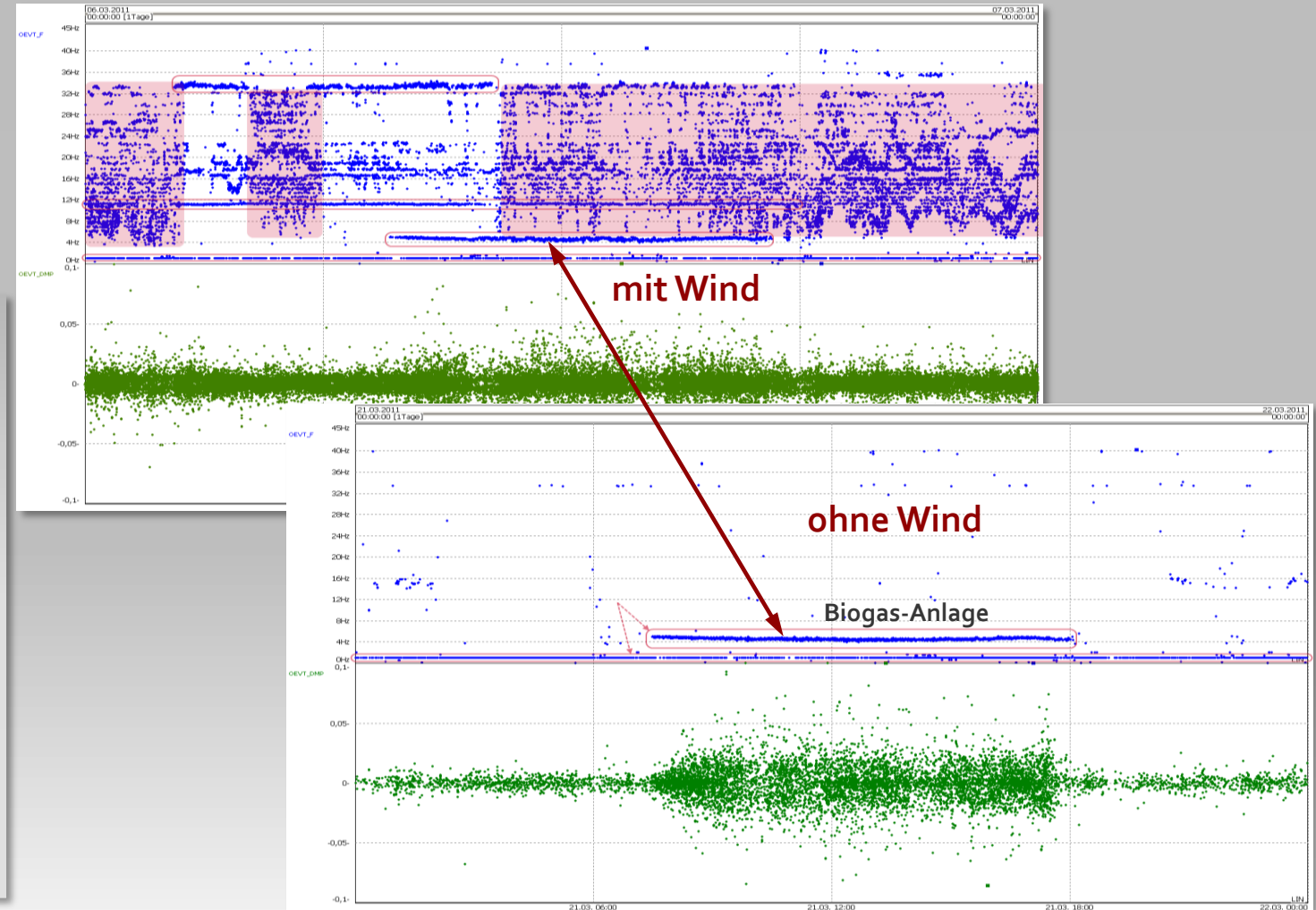
Messung Windeinspeisung im MS-Netz

- Messungen in einem Netzknoten mit unterschiedlichen dynamischen Belastungen im Tagesverlauf
- Maßgeblich geprägt durch örtlich vorhandene Windkraftanlagen
- Rückwirkungen der Windkraftanlagen mit dem Netz klar erkennbar
- Verschmierte Frequenzverläufe problematisch, falls sie dominant werden



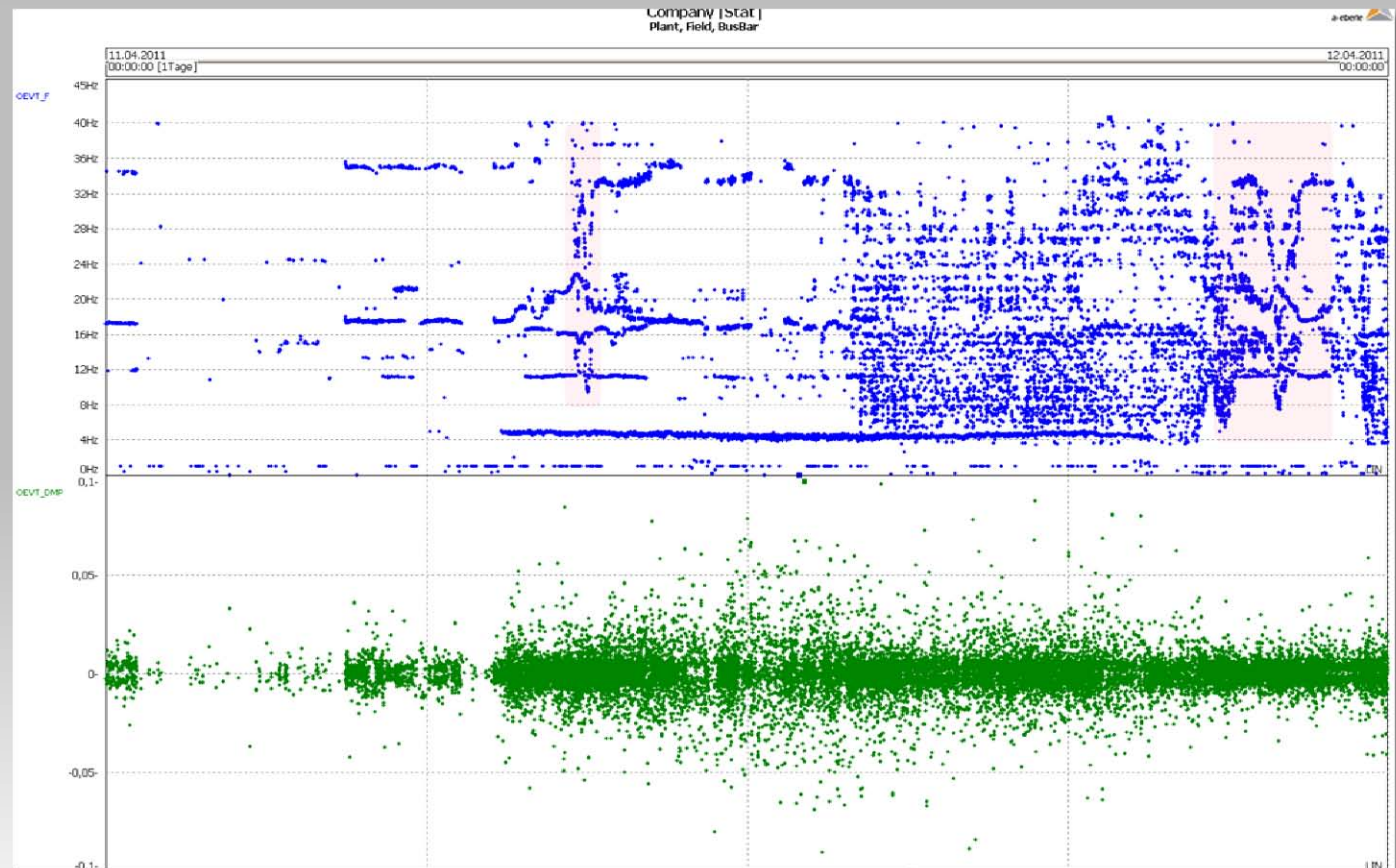
Wind oder kein Wind – was bewirkt das im Netz?

- Dynamische Smart Grid – Fingerprints werden verwendet, um die Netzsituation zu identifizieren und die am besten geeignetste Lösung für den Standort zu finden!
- Automatisierte Anforderung, falls Netzsituation sich ändert.
- **Intelligent grid control!**



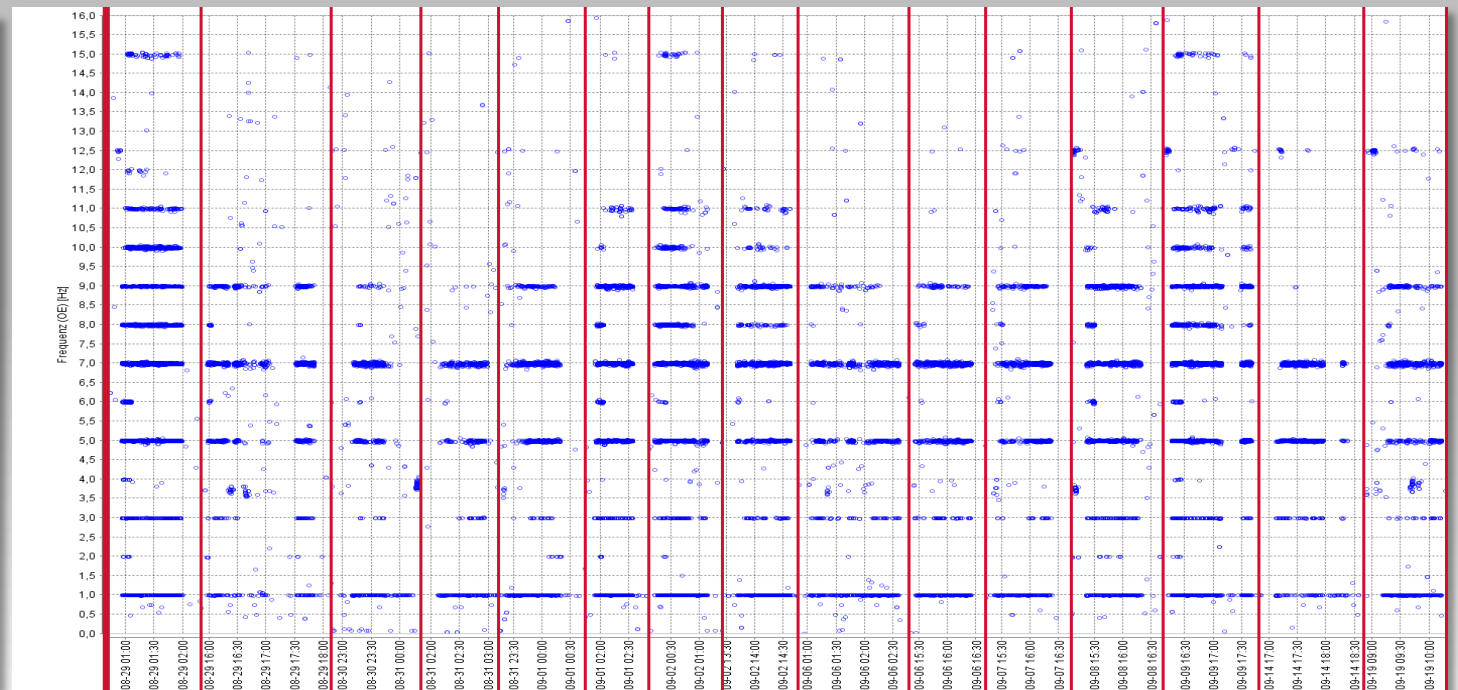
Oszillationseignisse (11.4.2011)

- Auch in stochastisch anmutenden Bereichen zeigen sich Strukturen
- Diese Strukturen sind charakteristisch für beteiligte Nichtlinearitäten – also Bau- und Ausführungsformen von Geräten und Anlagen, die miteinander „kommunizieren“.



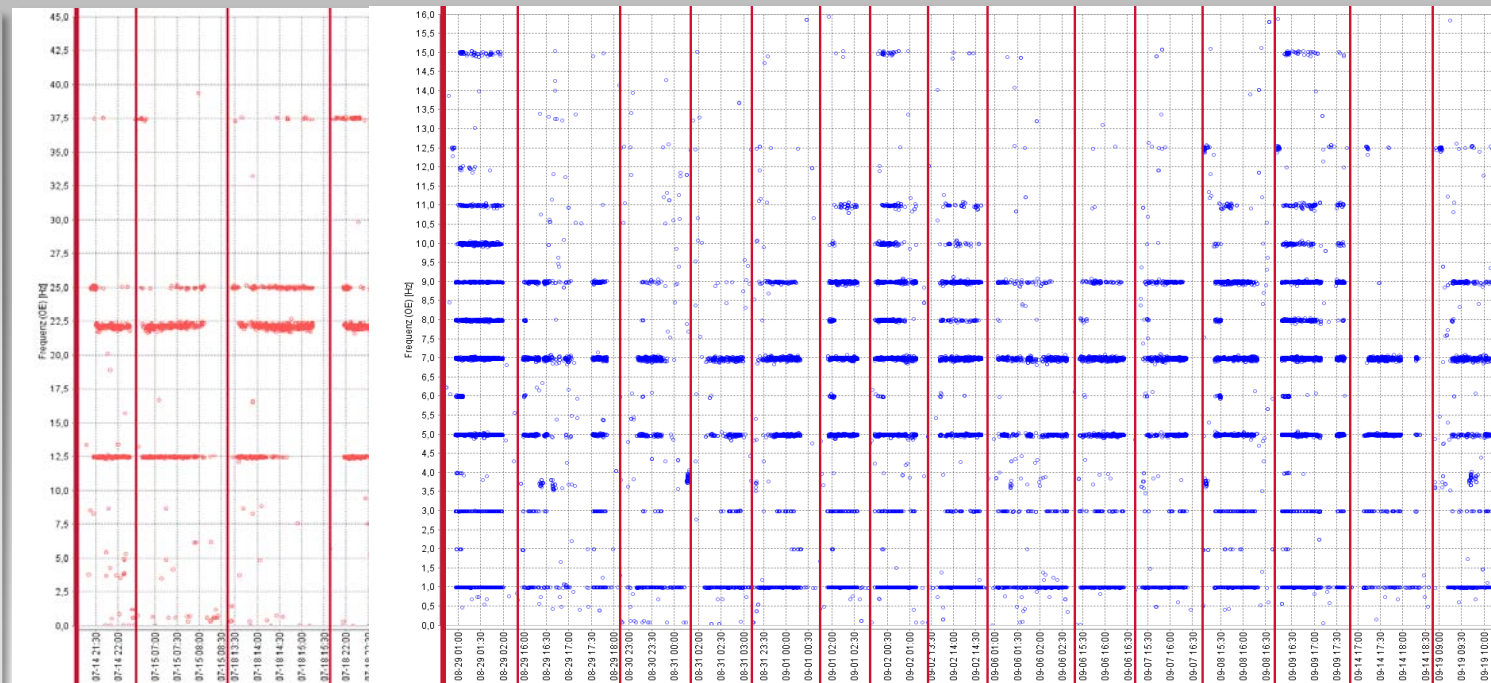
Vergleichsmessung – anderer Netzbetreiber

- In einem anderen Messstandort im gleichen Netz sind mit einer Vergleichsmessung andere Frequenzmuster erkennbar!



Vergleichsmessung anderer Netzbetreiber angeregte Frequenzbänder – erster Standort

- Achtung: Frequenzskalierung ist unterschiedlich!
- Die unterschiedlichen Frequenzbänder – die Ausprägung der Frequenzmuster lassen auf beteiligte Anlagen und Geräte schließen – je nach verwendeter Technologien, sind die Muster unterschiedlich ausgeprägt.



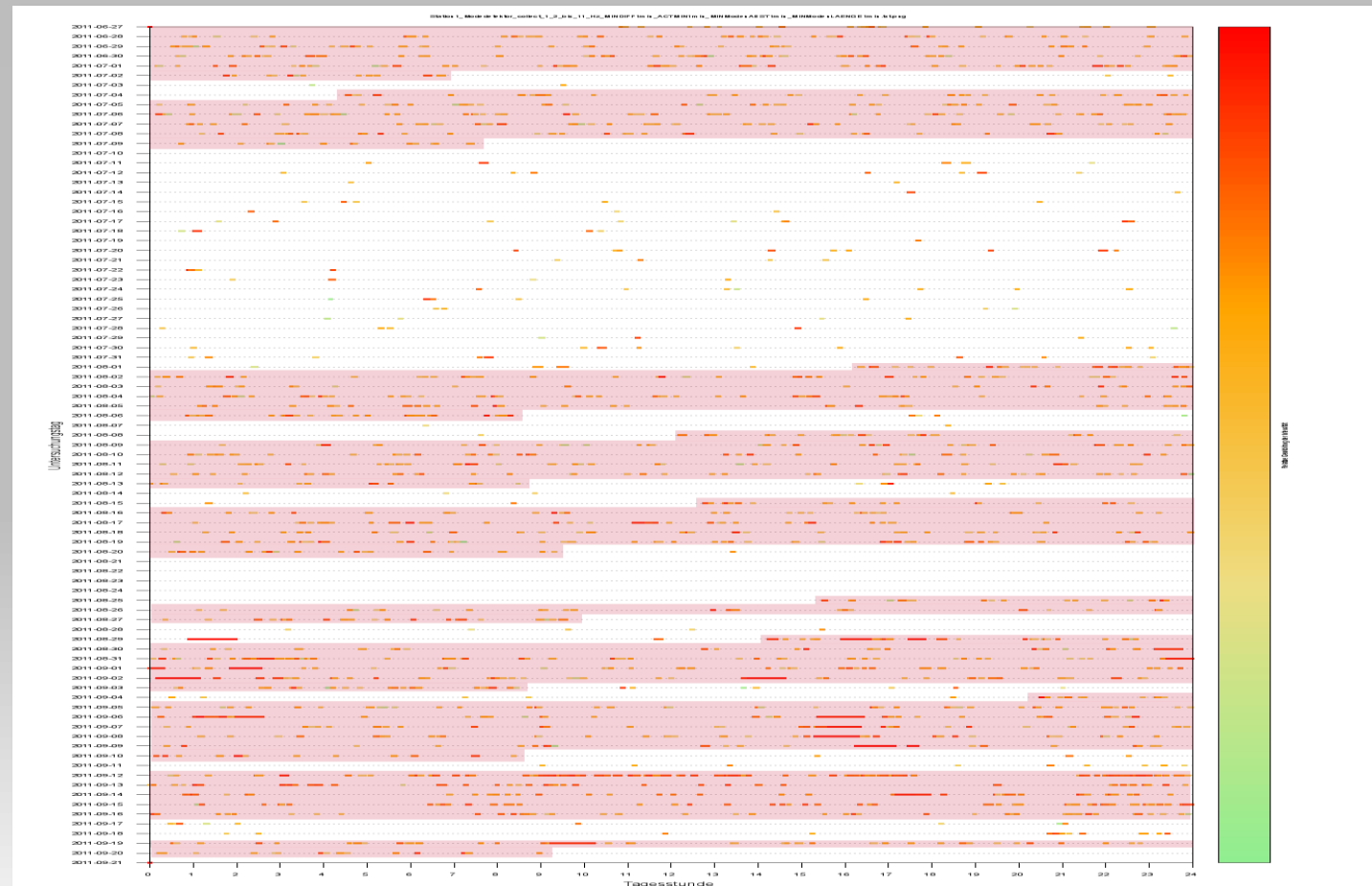
Ereignisdauern der angeregten Muster

- Häufig ergeben sich „periodische“ Muster, die in Abhängigkeit von Arbeitsrhythmen oder Produktionszyklen auftreten.
- Analysen der Netzdynamiken offenbaren die Wirkzusammenhänge von elektrischen Anlagen im Netz

| Zeitraum | Datum | Ungefähre Startzeit | Ungefähre Dauer |
|----------|------------|---------------------|-----------------|
| A | 14.07.2011 | 21:25 | 1 h |
| | 15.07.2011 | 06:45 | 1,25 h |
| | 18.07.2011 | 13:30 | 2,75 h |
| | | 15:15 | 1 h |
| B | 29.08.2011 | 00:55 | 1 h |
| | | 16:00 | 2 h |
| | 30.08.2011 | 23:10 | 1 h |
| | 31.08.2011 | 02:00 | 1 h |
| | 31.08.2011 | 23:20 | 1 h |
| | 01.09.2011 | 01:55 | 0,5 h |
| | 02.09.2011 | 00:15 | 1 h |
| | | 19:15 | 1 h |

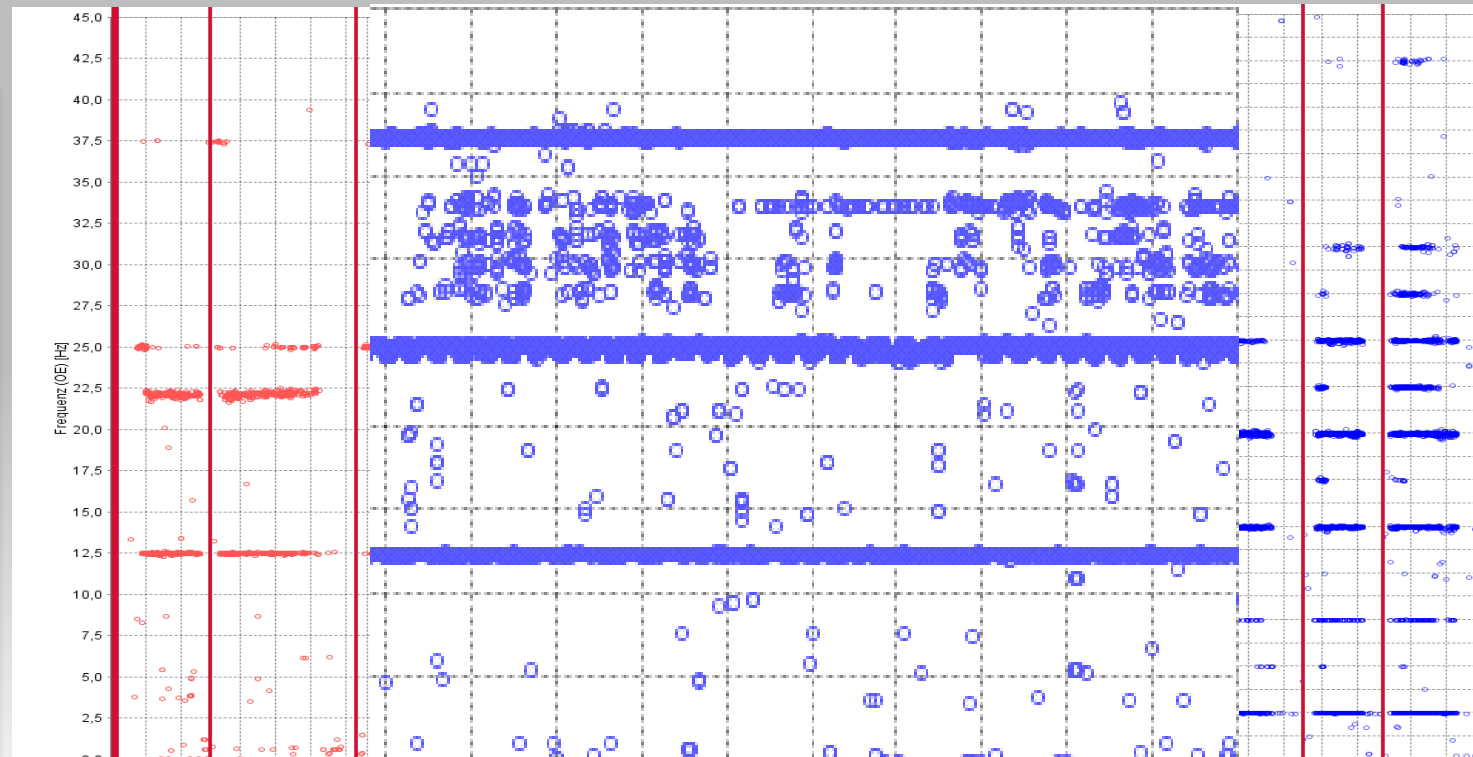
Frequenzmoden - Wochenzyklus

- Einblendung von Wochenzyklen auf die Frequenzmoden
- Anregungen in Mustern
- Zyklen sind erkennbar
- Frequenzbereich 2 bis 11 Hz



Vergleichsmessung anderer Netzbetreiber Angeregte Frequenzbänder – erster Standort

- Achtung: Frequenzskalierung ist unterschiedlich!
- Erkennbar sind die Unterschiede, aber auch die „Muster“ in den Frequenzbändern und deren individuelle Ausprägung



Stabilitätsindex

- Vergleich – anderes Netz mit anderen Standortbedingungen
- Die Relaxationszeit von MS-Netzen liegt im Zeitraster von
- ca. 60 s gut gedämpftes System
- ca. 90 s schlecht gedämpftes System



110-kV-Verteilnetz mit Industrie und dezentralen Einspeisern

Analyse und Vergleich von Netzdynamiken

*Auch Lastkomponenten verursachen erhebliche Rückwirkungen in der Netzdynamik
– hier ein großes Stadtwerk mit „Last“-Dynamiken – das Zusammenspiel mit
Einspeisern vereinfacht die Situation nicht*

12.02.2014

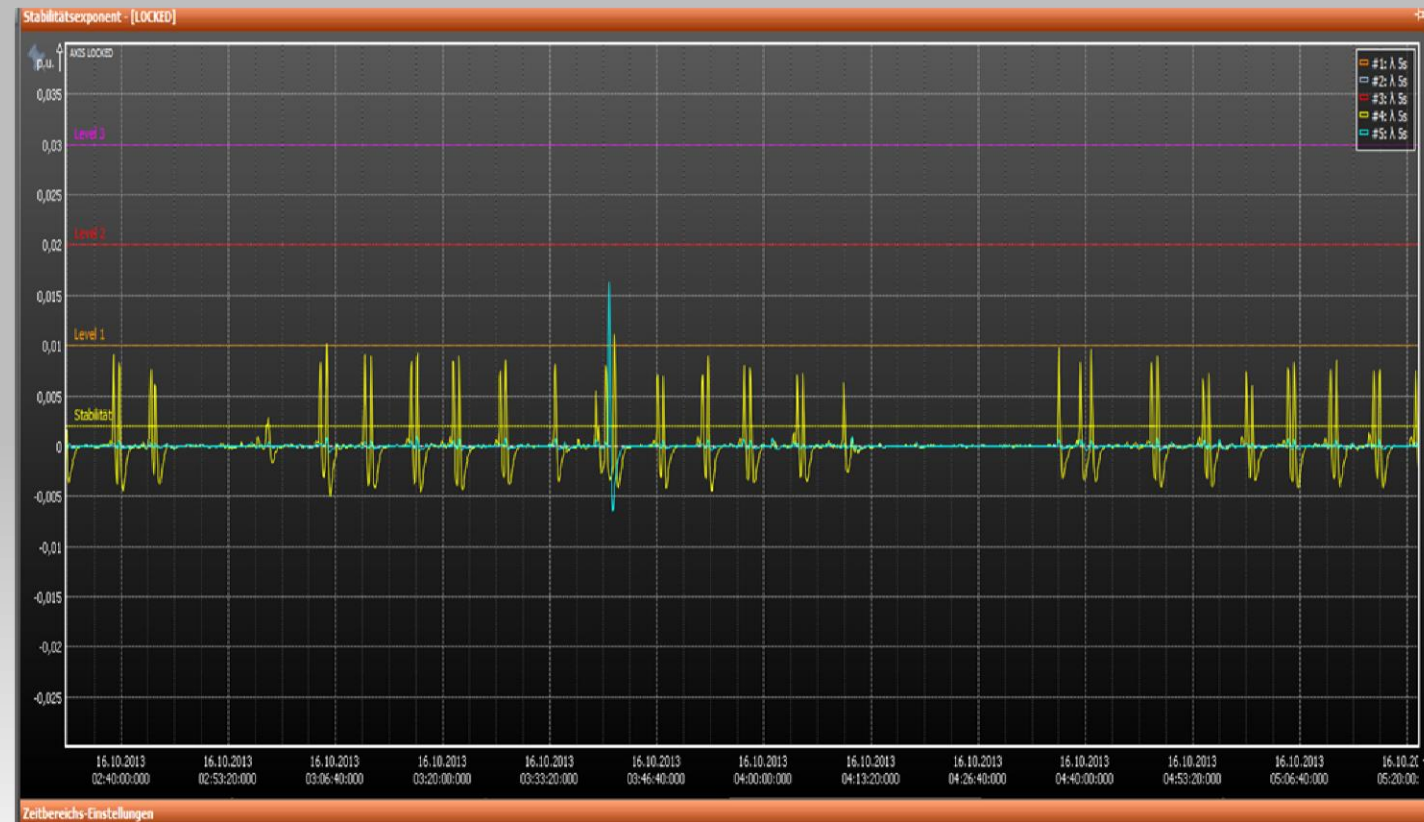
Michael Fette
VDE Dresden Jahresmitgliederversammlung

42



110-kV-Verteilnetz

- Rückwirkungen von Industrieunternehmen bis in die 110-kV-Netzebene
- Erhebliche Probleme im Umfeld des Netzknotens
 - Sehr viele defekte Frequenzumrichter
 - Sehr eingeschränkte Lebensdauer
 - Frequenzbereich 29 ... 35 Hz (Torsionsmoden)



Die Netzknoten verhalten sich unterschiedlich, obwohl in der 110-kV-Ebene die Netzknoten geografisch nur wenige Kilometer entfernt sind.

12.02.2014

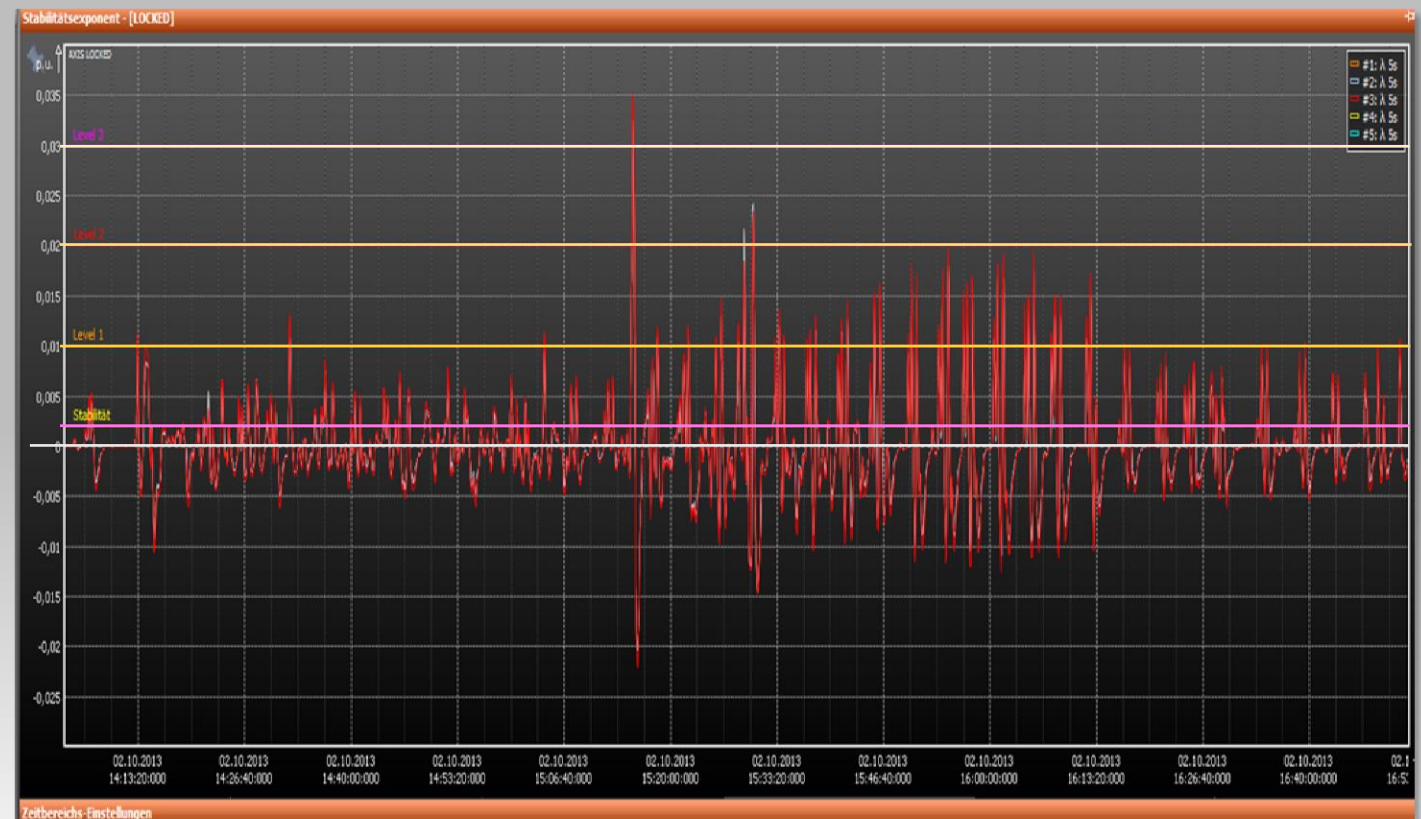
43

Michael Fette
VDE Dresden Jahresmitgliederversammlung



110-kV-Verteilnetz

- Industrielle Prozesse „treiben“ das Netz
- Stationär „schwingt“ der Stabilitätsindex um „Null“ – die Stabilitätsgrenze markiert die violette Linie
- Das System ist dynamisch hoch belastet



Kombinierte Netzknoten mit industrieller Last und Einspeisern reagieren entsprechend sensibel.

12.02.2014

44

Michael Fette
VDE Dresden Jahresmitgliederversammlung



110-kV-Verteilnetz

- Unterschiedliche Messpositionen in einem Verteilnetz mit erheblichen Dynamik-Problemen
- Hintergründe
 - Industrielle Produktion mit einer Vielzahl von leistungselektronischen Komponenten



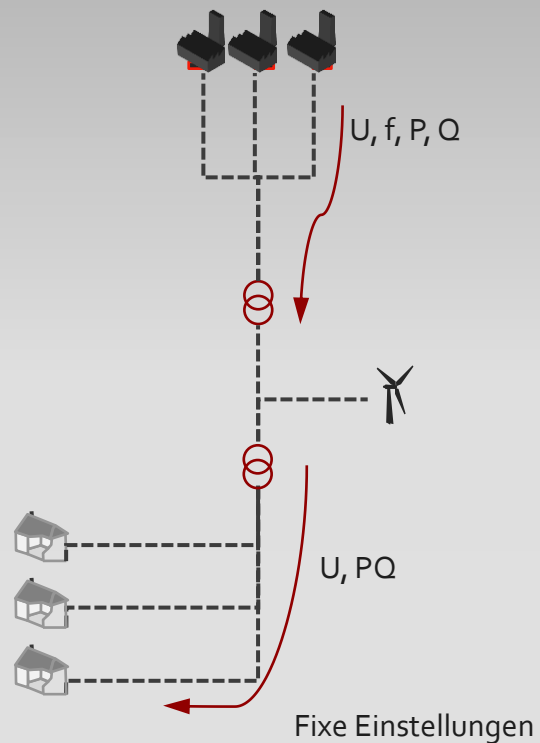
110-kV-Verteilnetz

- Ausschnitt aus einigen Messdaten zur Analyse eines Netzabschnitts
- Vergleichende Messung an 5 Standorten – jeweils 3 davon zeitgleich
- Innerhalb des Stadtgebietes gemessen

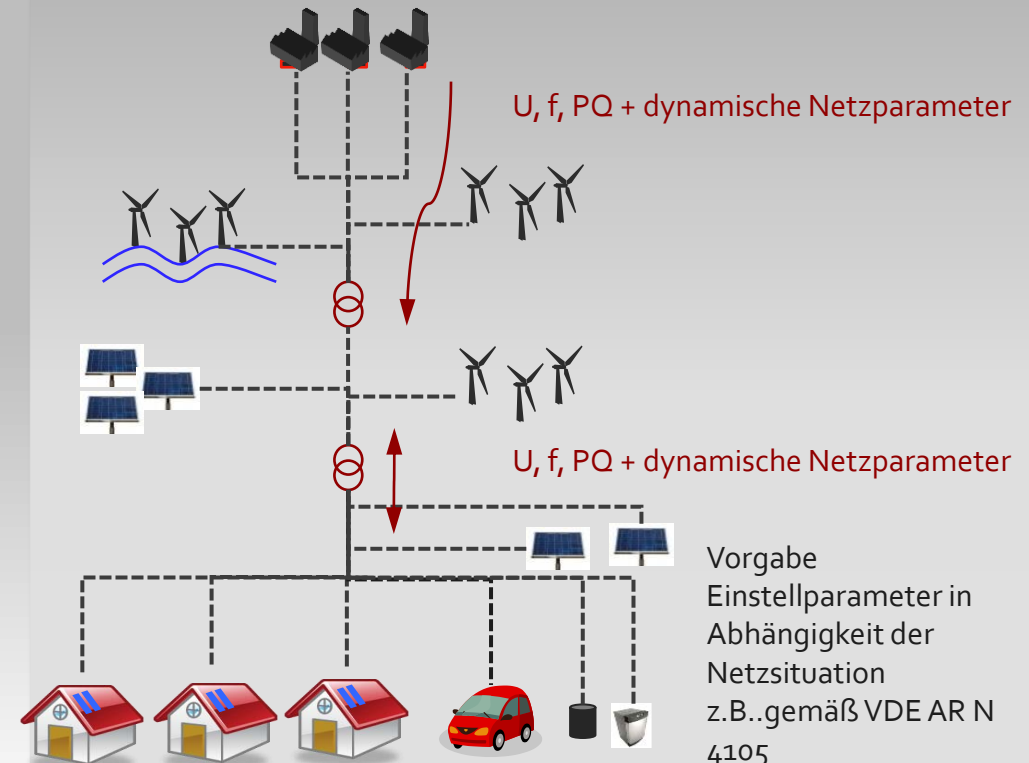


Umbau der Netzinfrastrukturen

„alte“ Welt

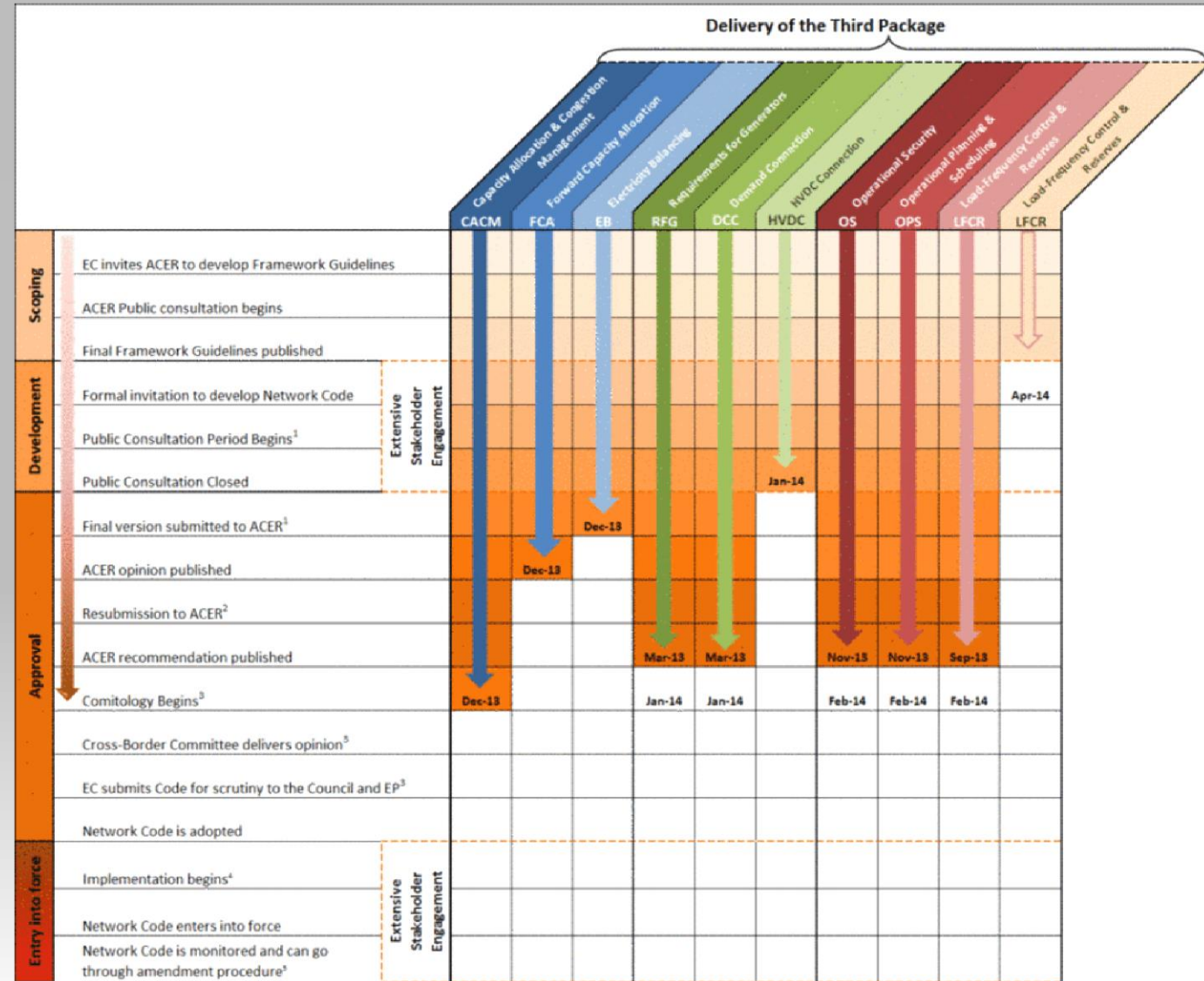


„neue“ Welt



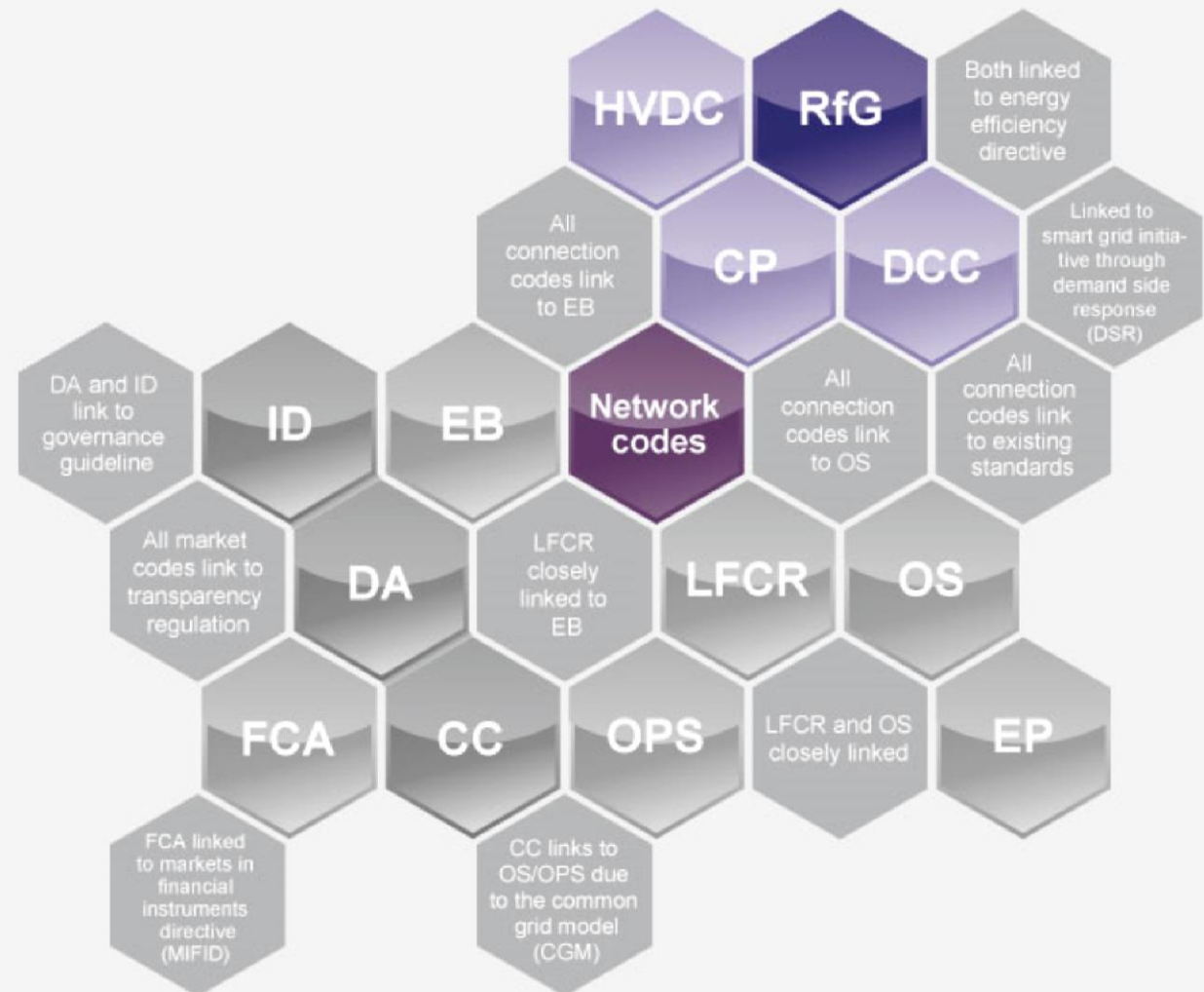
Update 01-2014

- Alle wesentlichen Packages stehen jetzt vor dem Komotologie-Prozess
- Erwartet wird, dass hier in wenigen Wochen Ergebnisse vorliegen.
- ENTSO-E hat nochmals die Dringlichkeit deutlich gemacht!
- Siehe auch RfG-Implementation Guideline



RfG – einer der neuen EU-Grid-Codes

- RfG ist eingebettet in ein erweitertes Regelwerk
- Die Grid Codes kommen über ein Komotologie-Verfahren und werden als Verordnung veröffentlicht.
- Non-exhaustive-Anforderungen müssen durch den FNN national umgesetzt werden
- Klare Fristen begleiten das Verfahren – und dann auch die Anwendung



Grid Code Anforderungen Frequenzstabilität

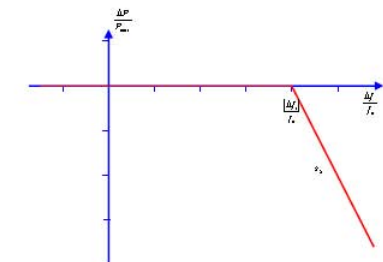
- Eigenschaften der Anlagen und Verknüpfungspunkte sind nach Typen definiert.
- Die Verknüpfungspunkte sind mit dem vorgelagerten Netzbetreiber abzusprechen.

Wichtige Requirements bezüglich Frequenzstabilität (1/3)

Für Anlagen Typ A (ab 400 W):

- Abschaltbarkeit:
 - Gerät muss Eingang für Abschaltsignal haben
 - Fernsteuerung kann, aber muss nicht installiert werden
- Überfrequenzstatik
 - Stabilisierung des Systems in Ausnahmesituationen
 - Vermeidung 50,2-Hz-Problem

**Im Verlauf der Konsultationen
auf 800 W geändert!**



Überfrequenzstatik

Für Anlagen Typ B (ab 1 MW):

- Reduzierbarkeit der Wirkleistung in Schritten

Für Anlagen Typ C (ab 50 MW):

- (Künstliches) Trägheitsmoment
- Fähigkeit zur Beteiligung an der Sekundärregelung

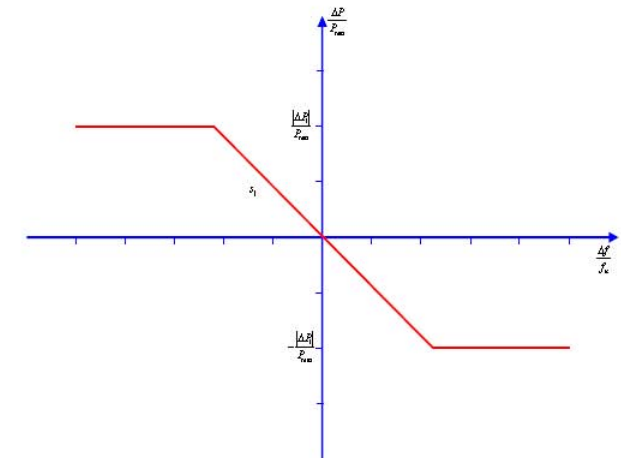
Grid Code Anforderungen Frequenzstabilität

- Die Erfüllung der Anforderungen wird neue Kriterien an die Netzplanung aber auch Netzführung stellen.

Wichtige Requirements bezüglich Frequenzstabilität (2/3)

Für Anlagen Typ C (ab 50 MW):

- Primärregelfähigkeit durch Statik
- Totband um 50 Hz vorhanden, aber in Schaubild nicht eingezeichnet
- Keine Verpflichtung zur Teilnahme am Primärregelmarkt



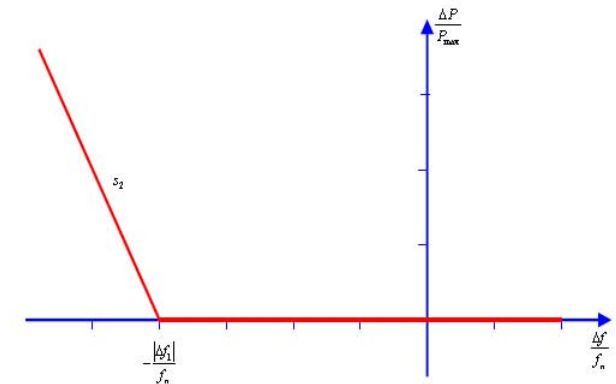
Grid Code Anforderungen Frequenzstabilität

- Geräte und Anlagen müssen auf die Eigenschaften eingehen.
- Erfüllen Verknüpfungspunkte die Kriterien, so müssen die Anlagen, die im Verknüpfungspunkt zusammengefasst sind, die Eigenschaften erfüllen.

Wichtige Requirements bezüglich Frequenzstabilität (3/3)

Für Anlagen Typ C (ab 50 MW):

- Unterfrequenzstatik
 - Zusätzlich zur Überfrequenzstatik von Typ A
 - Keine angeordnete Fahrweise gefordert
 - Frequenzsensitiver Betrieb, zur Stabilisierung des Systems in Ausnahmesituationen durch Aktivierung der eventuell vorhandenen Leistungsreserven



Grid Code Anforderungen Netzwiederaufbau

- Eine Gruppe von Anlagen verhält sich dann so, als sei in dem Verknüpfungspunkt ein Kraftwerk einspeisend.
- Die physikalischen Eigenschaften eines Kraftwerks müssen dann mit den dezentralen Anlagen nachgebildet werden.

Wichtige Requirements bezüglich Netzwiederaufbau

Für Anlagen Typ C (ab 50 MW):

- Fangen im Eigenbedarf
- Inselnetzfähigkeit
- Schwarzstartfähigkeit ist nicht verpflichtend. Sie muss zwischen Erzeuger und Netzbetreiber vereinbart werden.
- Erzeuger, die aufgrund ihrer Technologie leicht schwarzstartfähig zu bauen sind (z.B. Pumpspeicher), dürfen sich nicht grundsätzlich verweigern.

Grid Code Dynamische Modelle

- Eine besondere Herausforderung wird es dann sein, dass auch Analysewerkzeuge unterstützt werden müssen, damit der vorgelagerte Netzbetreiber auch Netzstudien anstellen kann.

Dynamische Modelle

Für Anlagen Typ C (ab 50 MW):

- Lieferung von dynamischen Modellen, die das Verhalten der Erzeugungsanlage am Netzanschlusspunkt abbilden
- Folgende Funktionen müssen durch die Modelle nachgebildet sein:
 - Drehzahl- und Leistungsregler
 - Spannungsregler incl. Pendeldämpfungsgerät, Erregungseinrichtung und Begrenzungen
 - Schutzfunktionen
 - Umrichter

Grid Code Anforderungen Sonstiges

- Die Ausrüstung im Netz mit Messtechnik muss den Anforderungen nachkommen.
- Monitoring von wichtigen Komponenten und Netzzuständen wird dann obligatorisch

Sonstiges

Für Anlagen Typ B (ab 1 MW):

- Echtzeitmesswerte

Für Anlagen Typ C (ab 50 MW):

- Störschreiber
- Statische (oszillatorische) Stabilität
- Bestandsanlagen:
Bei Erneuerung von Komponenten mit Einfluss auf die Schnittstelle Erzeuger – Netz muss der Code RfG erfüllt werden. Vorhandene Reserveteile dürfen nach Rücksprache mit Netzbetreiber verwendet werden.

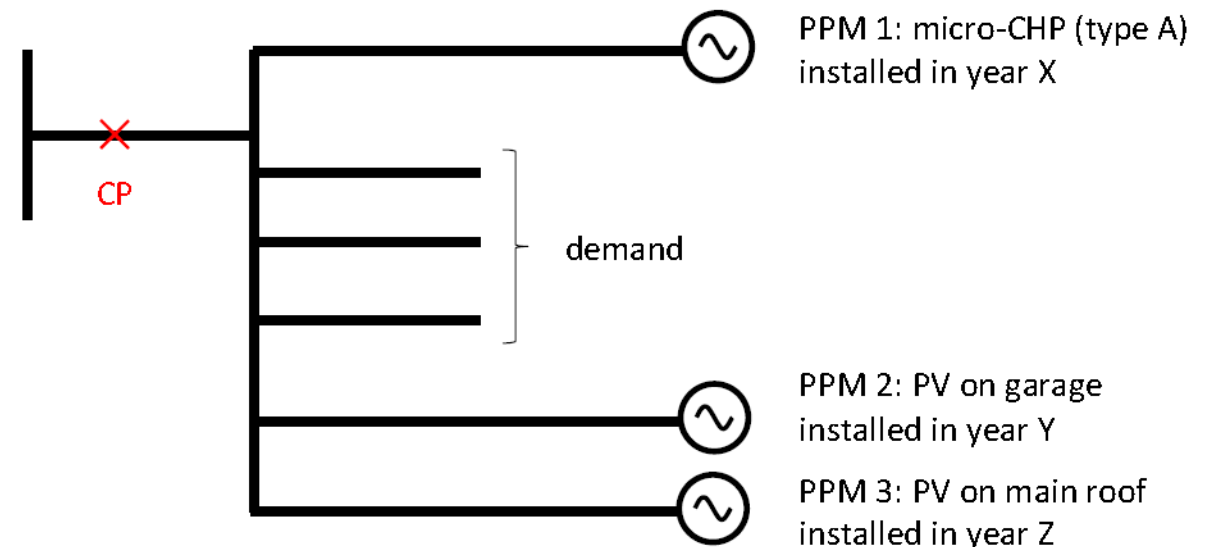
Requirements for Grid Code Connections Applicable to all Generators

Beispiele für „Connection Point“

1. Power Park Module

c. Illustration of multiple stages of domestic generation

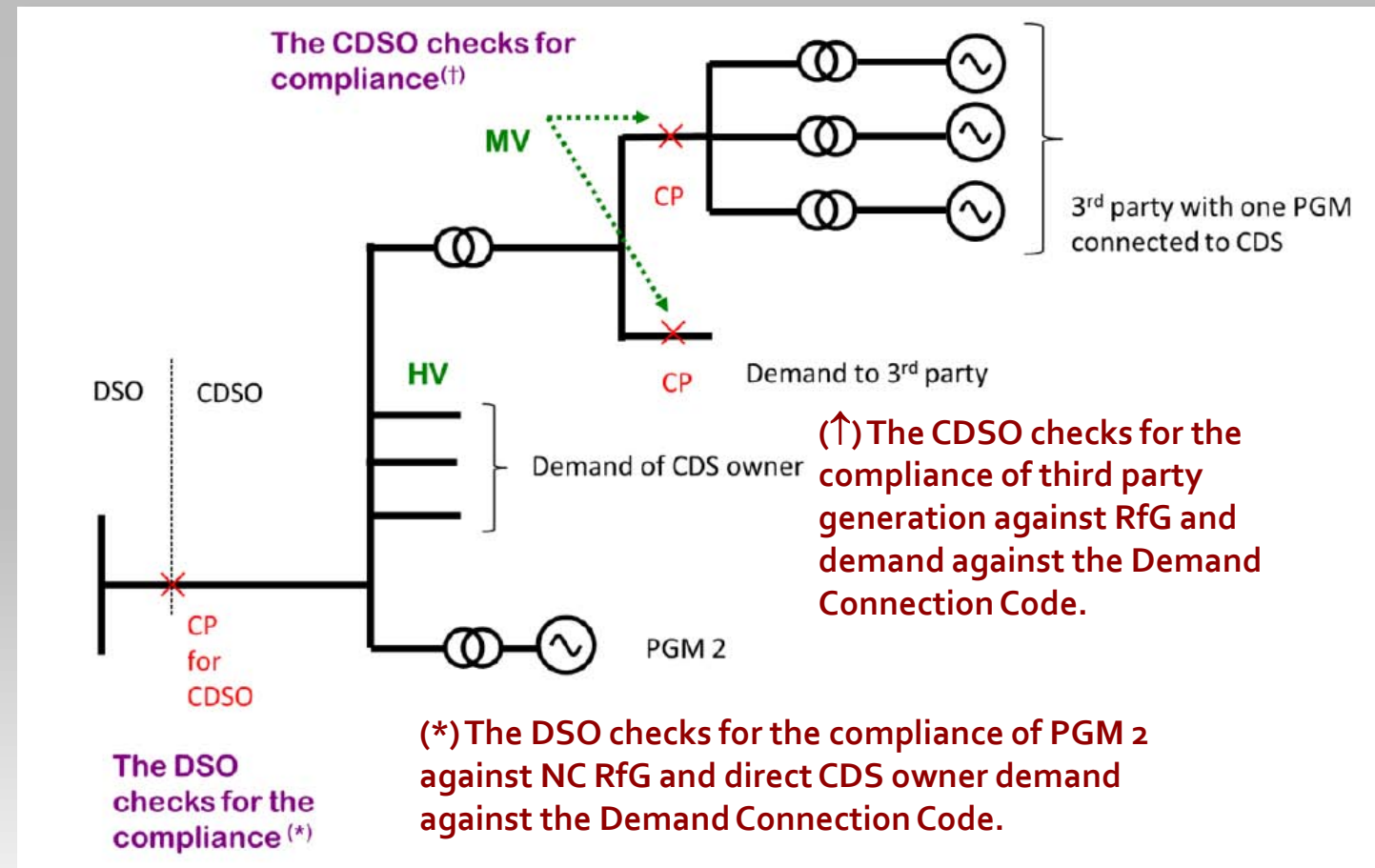
Three PPMs at residential level i.e. at LV:
One Connection Point to the DSO. Note each individual PPM has an operational notification process in line with Art. 25.



Requirements for Grid Code Connections Applicable to all Generators

Beispiele für „Connection Point“

4. Closed Distribution System Operator (CDSO)



Q-Management

- Anforderungen der Netze und Anlagen und vor allem auch Begriffsklärungen sind notwendig, um zu verstehen, worüber überhaupt im Zusammenhang gesprochen wird.

Technischer Hinweis Blindleistungsmanagement

Stand der Arbeiten

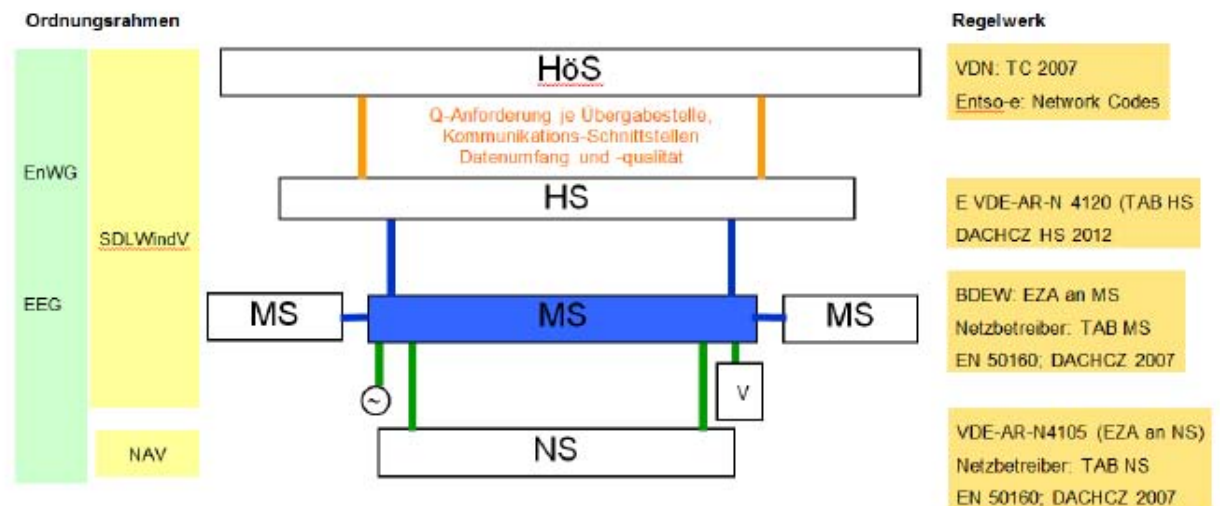
Prof. Oliver Brückl, Vorsitzender der
PG Blindleistungsmanagement

Zielsetzung eines Q-Managements

- Dient der Unterstützung der TAR 4110 und den dortigen Zielen

Zielsetzung des TH Q-Management

- Fokus: MS-Ebene
- Beschreibung der Schnittstellen zu Netzbetreiber und Anlagenbetreiber
- Beschreibung der technischen/betrieblichen Lösungsmöglichkeiten
- Hilfestellung für Netzplanung und Netzbetrieb, z. B. systemspezifische Abwägung zwischen einem Beitrag zum Blindleistungshaushalt gegenüber einem Beitrag zur Spannungshaltung



Neue Begriffe

- Neue Begriffe mussten gefunden werden, da die Rolle der Blindleistung sehr unterschiedlich sein kann.
- Die Begriffe adressieren unterschiedliche technische Herausforderungen, aber auch zukünftige Märkte

Neue Begriffe im TH Q-Management

„Spannungshaltung“-Q

Umfasst die (ausschließliche) Blindleistungsbereitstellung zur Spannungshaltung im eigenen Netz.

„Dynamische Netzstützungs“-Q

Umfasst die (ausschließliche) Blindleistungsbereitstellung zur dynamischen Netzstützung.

„Quasi-stationäre Netzstützungs“-Q (z. B. Spannungskollaps)

Umfasst die (ausschließliche) Blindleistungsbereitstellung zur statischen Netzstützung.

„Eigen-Bilanz“-Q (das eigene System)

Umfasst die (ausschließliche) Blindleistungsbereitstellung zum („statischen“) Ausgleich des eigenen Blindleistungshaushaltes.

„Fremd-Bilanz“-Q (übergreifende Systeme)

Umfasst die (ausschließliche) Blindleistungsbereitstellung zum („dynamischen“) Ausgleich des Blindleistungshaushaltes des vorgelagerten Netzbetreibers.

Neue Begriffe

- Die Verzahnung zu den Erzeugungsanlagen ist offensichtlich

Neue Begriffe im TH Q-Management

Blindleistungsfähigkeit des Netzes

beschreibt das Vermögen, Blindleistung für die Spannungshaltung im eigenen Netz (Spannungshaltungs-Q) und/oder die Blindleistungs-Eigenbilanz (Eigenbilanz-Q) einzusetzen (Blindleistungs-Bandbreite am/an Verknüpfungspunkt/en über das Jahr betrachtet).

Blindleistungsfähigkeit einer EZA

beschreibt das grundsätzliche Vermögen der EZA, Blindleistung bereitzustellen.

Blindleistungsänderungsfähigkeit des Netzes

beschreibt die Fähigkeit, Blindleistung gezielt zum Ausgleich der Blindleistungsbilanz oder zum Zwecke der Spannungshaltung im vorgelagerten Netz (Fremdbilanz-Q) oder zur Stützung des vorgelagerten Netzes beim drohenden Spannungskollaps (quasi-stationäre Netzstützungs-Q) einsetzen bzw. bereitstellen zu können.

Blindleistungsänderungsfähigkeit einer EZA

beschreibt die Fähigkeit der EZA, auf Änderungen im Netz oder auf geänderte Sollwertvorgaben des Netzbetreibers in einer definierten Zeit zu reagieren und den geforderten Sollwert einzustellen bzw. zu halten.

Neue Begriffe

- Neue Betriebsmittel wie der RONT oder später auch FACTS-Geräte ermöglichen erweiterte Betrachtungen der Netze
- Mittel- bis langfristig wird die Rolle der Spannungsebenen zu hinterfragen sein.

Neue Begriffe im TH Q-Management

Blindleistungsbedarf

Der Q-Bedarf ist prinzipiell nicht leistungsflussrichtungsabhängig. Bei der Q-Analyse kommt es vor allem auf den Saldo von Einspeisung und Verbrauch an. Eine Richtungsabhängigkeit kommt nur über die Veränderung der Spannung mit hinein.

Die Q-Vorgabe ist einzuhalten am Netz-Anschlusspunkt (Verbindung der Anlage mit dem öffentlichen Netz), davon abweichend können bilaterale Vereinbarungen getroffen werden z. B. bezogen auf den Netz-Verknüpfungspunkt.

Blindleistungsmanagement (Q-Management)

Das Blindleistungsmanagement umfasst die Analyse des Blindleistungsverhaltens, der Beeinflussungsmöglichkeiten sowie bei Bedarf das Ableiten und Durchführen von Maßnahmen im Rahmen der Netzplanung („Blindleistungsplanung“) und des Netzbetriebes.

Q-Bilanz, vertraglich

Der Begriff Q-Bilanz wird verwendet, wenn ein Vertragsverhältnis betrachtet wird.

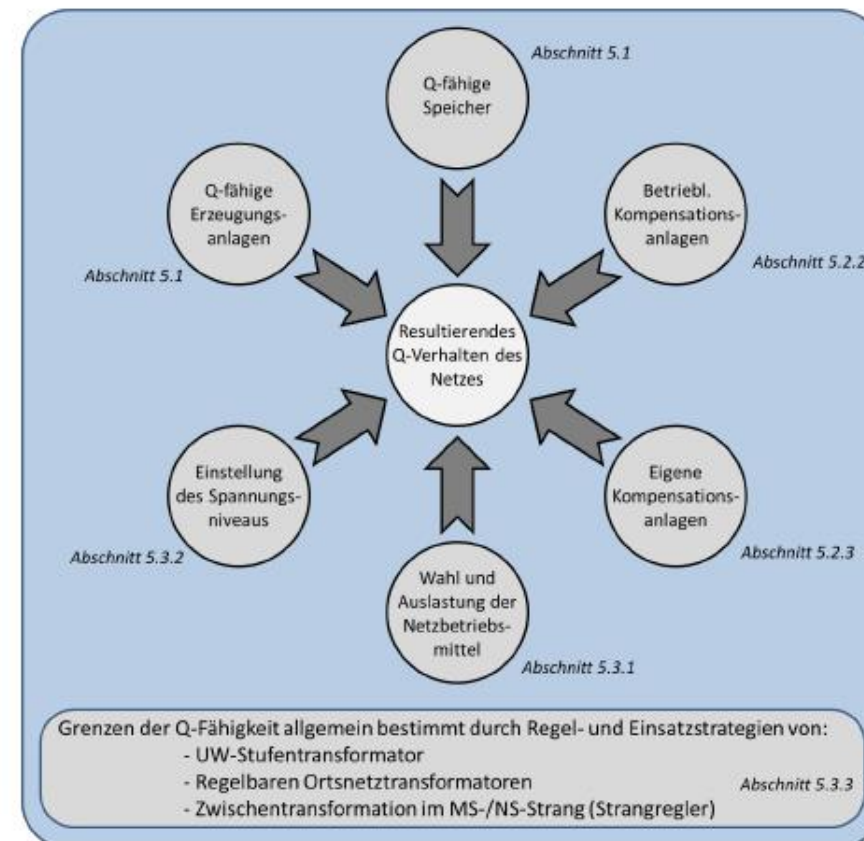
Q-Haushalt, technisch

Der Begriff Q-Haushalt wird verwendet, wenn ein technischer Sachverhalt betrachtet wird

Neue Begriffe

- Neue Betriebsmittel wie der RONT oder später auch FACTS-Geräte ermöglichen erweiterte Betrachtungen der Netze
- Mittel- bis langfristig wird die Rolle der Spannungsebenen zu hinterfragen sein.

Kapitel: Beeinflussung des Q-Verhaltens



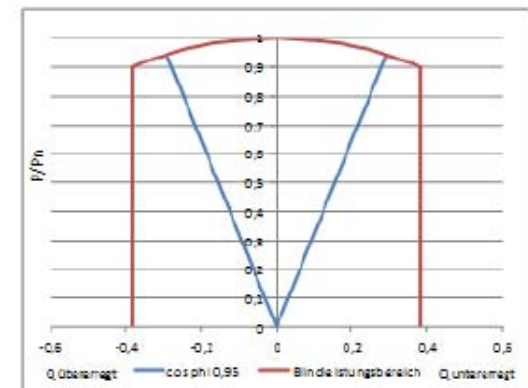
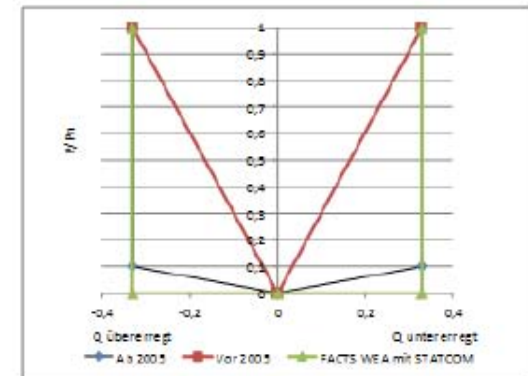
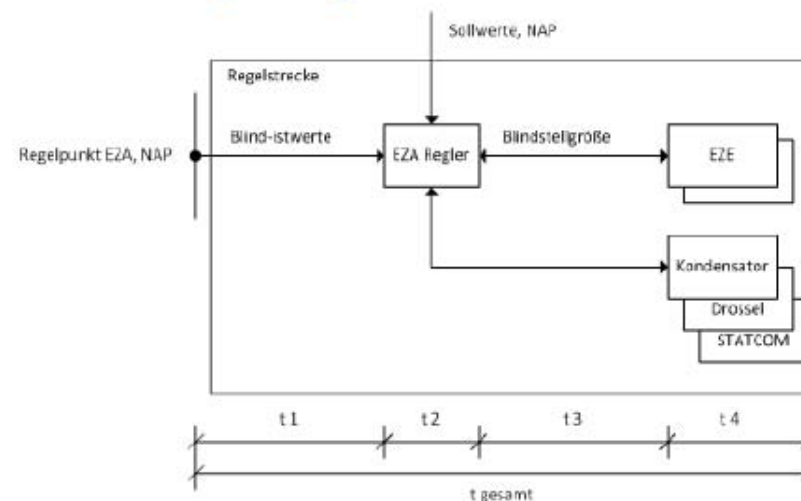
Beeinflussung des Blindleistungsverhaltens

- Die hier verwendeten Eigenschaften der EZA und EZE bezogen auf ihre Blindleistungsfähigkeit spiegelt sich in der Formulierung auch in der TAR 4110 wider

Kapitel: Beeinflussung des Q-Verhaltens

Abschnitt EZA und Speicher:

- Q-Bereitstellung im Rahmen der Richtlinien (HS, MS, NS)
- Q-Bereitstellung im Rahmen bilateraler Vereinbarungen (24-h-Q)
- Q-Änderungsfähigkeit der EZA und EZE


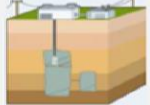

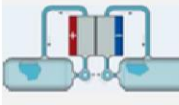
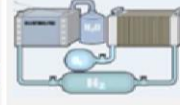




Speichertechnologien

- Speicher werden für unterschiedliche Anwendungen mit sehr unterschiedlichen Anwendungszwecken bereitgestellt.
- Die Ein- und Ausspeichercharakteristiken, die Speicherkapazitäten sind sehr unterschiedlich
- Speicher für Traktionszwecke sind keine Speicher für Netze! – andere Technologie notwendig.

Systemkriterien für Speicherbewertungsmatrix

Einordnung nach weiteren Kriterien

| | Pumpspeicher | Druckluftspeicher | Akkus | Redox-Flow-Zelle | Wasserstoff | Erneuerbares Methan | Elektroauto |
|----------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|
| |  |  |  |  |  |  |  |
| Ausspeicher Dauer / (Überbrückungszeitraum für EE anteil = 0) | < 6- 10 h in Zentraleuropa | < 6 h in Europa, Wärmespeicherung AA CAES zeitlich begrenzt | NaS: < 6 h, Lithium: < 2-3 h | 6 - 10 h | Tage/Wochen/Monate | Tage/Wochen/Monate | < 2 h |
| Ausnutzung Speichervolumen (round trip) | Ca. 1 kWh/Nm ³ (300 m Fallhöhe) | >3 kWh/nm ³ | Lithium: 200- 300 kWh/m ³ | Auslegung Kapazität/Leistung frei skalierbar, | 180 kWh/Nm ³ | >540 kWh/Nm ³ | Lithium:200 – 300 kWh/m ³ |
| Haltekosten Energiespeicher | gering | mittel | hoch | hoch | Sehr gering in Kavernen | Äußerst gering in Kavernen | mittel |
| Kosten Euro pro kWh | 900 – 1200 (Projekt spez.) | ca. 1200 | NaS: >4.000 Litium: > 100 – 200 ? ,heute > 1000 | > 8.0000 2010, ?:<3.000 | <? , Elektrolyseur, Kaverne, Wasserstoffnetzinfrastruktur, Tankstelle | Ziel: < 1.000 (2014), Beta: 2400 (2012) | Mobilität: > |
| Systemintegrations | Bekannt im Stromsystem, kurzfristiger Prognoseausgleich, Regelernergie | Bekannt im Stromsystem, kurzfristiger Prognoseausgleich, Regelernergie | Bekannt im Stromsystem als dynam. Kurzzeitspeicher/Regelenergiemarkt | Bekannt im Stromsystem, Stundenspeicher | Aufbau neuer Verteil-/Verbrauchsinfrastruktur/limitierte Integration Erdgasnetz, Mobilität ? | Hohe, sofortige Integrationsmöglichkeit im Gasnetz möglich, Mobilität, Heizenergie | Aufbau neuer Infrastruktur Technik/Vertriebsmodelle Leistungsspeicher, Regelernergie |

Quelle: Nach Wirtschaftswoche Nr. 27, 05.07.20107/SolarFuel/VDE_EGT

Reale Bewertung durch systematische Messung!

12.02.2014

65

Michael Fette
VDE Dresden Jahresmitgliederversammlung



Eine reale Bewertung der Netzknoten führt mit minimalem Aufwand zu hochqualitativen Vergleichsdaten. Andere Knoten können gegenüber den Referenzknoten bewertet werden. Gezielte Investitionen – mit Feststellung der Lösungsstrategie – sind möglich!

Ermittlung des Netzzustandes

- Erstmals umfassende Sicht auf das dynamische Netzverhalten
- Bewertung der Netzdynamiken
 - Online:
Monitoring des Systemverhaltens
 - Offline:
detaillierte Analysen
- Ermittlung von Schwachstellen
- Technische Bewertung und Auswirkung der Veränderungsprozesse
- Messtechnische Identifikation dynamischer Kennzahlen (Indikatoren)

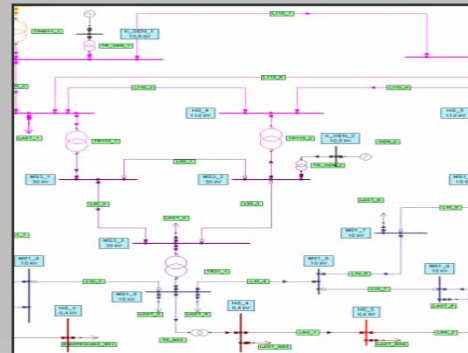
Status des Netzes



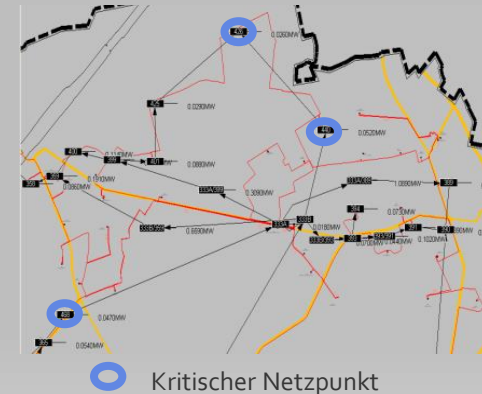
Nutzen

- Erkennung / Bewertung von Schwachstellen
- Sicherstellung der Verfügbarkeit (Disqual-Kennzahlen SAIDI, SAIFI, CAIDI, CAIFI)
- Netzqualität
- Erkennung von Gültigkeitsbereichen der Sekundärtechniken
- Schaffung von Beweislagen (Dokumentation der dynamischen Zustände)

Netzanalyse



Schwachstellenlandkarten



Schwachstellenanalyse

- Orte schwach gedämpfter Netzeigenschaften (in der Regel gibt es hier auch einhergehend Power Quality Probleme)
- Ermittlung nichtlinearer Eigenschaften (hier können klassische Schutztechniken Probleme bei der Erkennung von Fehlerzuständen haben)

Maßnahmenvorschläge

- Umbau
- Austausch
- Rückbau
- Netzverstärkung

Investitions-
planung

Optimale Investitionssteuerung

Bewertung der Veränderungsprozesse auf
das Netz anhand realer Messdaten!

Vorauswahl der notwendigen Lösung!

Risikominimierung mit DMR-D

Handlungsberichte

- Maßnahme
- Anschlussstelle
- Generatoranschluss
- EEG-Anschluss

Strategische Netzentwicklung mit Bewertung des dynamischen Zustandes – Hot Spots im Netz

12.02.2014

66

Michael Fette
VDE Dresden Jahresmitgliederversammlung



Mit der Messgerätefamilie GDASys, CPR-D, DMR-D und DA-Box 2000 kann für die unterschiedlichen Netzebenen das dynamische Verhalten gemessen werden – Ermittlung von Hot Spots im Netz

Neue Herausforderungen der strategischen Netzentwicklung

Entstehung von Netzdynamiken und zunehmende Entdämpfung des Netzes durch:

- Betreiben von Netzbetriebsmitteln im Grenzbereich
- Einspeisung dezentraler Erzeuger (Spannungshaltung)
- Betreiben des Netzes nach streng wirtschaftlichen Gesichtspunkten

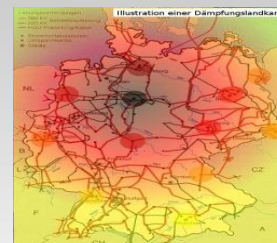
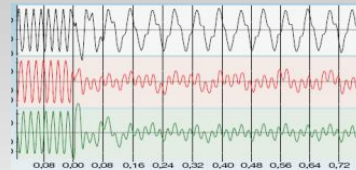
Bisherige Analyse

Beurteilung des Netzes aus 50-Hz Sicht:

- Betrachtung von Amplitude und Phasenwinkel der 50-Hz Komponente
- Betrachtung von Oberwellen bei Spannungshaltungs-problemen

Neue Methodik der Netzentwicklung

- Analyse des erweiterten Frequenzbereichs insbesondere dem unter 50-Hz
- Störungsanalysen
- Messung der Dämpfungswerte



Dämpfungslandkarte

Bewertung von Netzdynamiken möglich

Messung mit einem DMR-D Messgerät

Messung des Netzes mit einem DMR-D Messgerät, das in Zusammenarbeit mit A. Eberle in Nürnberg entwickelt wurde:



Neue Bewertungsverfahren:

- Dämpfungsmaße
- Stabilitäts-Exponent
- Waveletanalyse

Ergebnisse

- Frühzeitige Erkennung von Netzzustandsänderungen
- Ermittlung von Risiken durch Netzveränderungsprozesse – insbesondere durch neue Lasten und Einspeiser (PV, Biomasse,...)

STOP

Nicht ausreichend zur
Bewertung von
Netzdynamiken

GO

Strategische Netzentwicklung der Zukunft mit
Fette Dynamics

Was machen wir anders als Airbus?

- Evolution statt Revolution!
- Umbau eines bestehenden, bisher sehr gut funktionierendes System mit hoher Zuverlässigkeit in ein System mit vermehrt dezentralen Komponenten

und anders verteilten Verantwortlichkeiten!



Evolution statt Revolution!

Und das macht es so schwierig!

- Deshalb Schritte in die richtige Richtung
- Überprüfung der jeweiligen Ist-Situation
- Verstehen der Veränderungsprozesse
- Ableiten von Strategien
- Anforderungen an Komponenten definieren
- Konsequenzen für Komponenten beschreiben

Roadmap muss Vorgaben machen!



Vorgehensweise zu neuen Netzen

Analysieren

- Wo und an welcher Stelle finden Veränderungsprozesse statt oder sind veränderte Anforderungen an die Versorgungsaufgabe zu stellen.
 - **Statisch**
 - **Dynamisch**

Planen

- Berücksichtigung der neuen ENTSO-E Grid-Codes
- Realisierung eines Einspeisemanagements
- Nutzung der verfügbaren Technologien wie Regelbarer Ortsnetztrafo (RONT), FACTS-Geräte

Messen

- Das Richtige: statische und dynamische Kenngrößen
VDE AR N 4105: statische und dynamische Stabilität muss gewährleistet sein!

Bauen

- Systematische Umsetzung an sich „immer wieder“ verändernde Netzeigenschaften und Netznutzungen
- Verzahnung Energie- und IKT-Strukturen
- ABER: Betriebs-IT ist nicht Vertriebs-IT

Dezentrale Netzintelligenz aufbauen – aber mit „Trusted Algorithmen“

- Messtechnik wird durch Trusted Algorithmen intelligenter und erfasst an den neuralgischen Punkten die Netzdynamiken unterhalb 50 Hz, die dadurch in die Betriebsführung einfließen können
- Schutztechnik wird durch Trusted Algorithmen intelligenter und kann bei unbekannten Betriebszuständen mit dem SCADA-System kommunizieren
- SCADA-System ermöglicht Abschätzung der Konsequenzen einer Lastumkehr im Netz und unterstützt Schwarzstart der Netze durch Abbildung von autarken Teilnetzen: Inselführung statt Lastführung – dort wo es notwendig oder gefordert wird!
- Ereignisorientierte Steuerung von Dämpfungselementen aus dem SCADA-System heraus

Früher war die Welt in Ordnung ... Und sie kann es bleiben!

- Gezielte Investitionen an Brennpunkten,
- Intelligente Integration von Techniken mit einem erweiterten „elektrischen Auge“,
- Nutzung des Fachwissens der Mitarbeiter,
- Aufbau von neuen Kompetenzen,
- Unterstützung der Prozesse und Anpassung der Prozesse für effiziente Umsetzungen
- Anpassung der Organisationsstrukturen

ermöglichen eine lokal angepasste Evolution der Netze!



Vielen Dank für
Ihre Aufmerksamkeit!



Kontakt

Michael Fette

Fette Dynamics GmbH
Langer Weg 33
33100 Paderborn

Michael.Fette@fette-dynamics.com

T: +49 52 51 - 40 40 4

F: +49 52 51 - 40 40 6

M: +49 152 53 16 96 07



